

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Ibn-Khaldoun de Tiaret

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie Electrique

Ref :.....



جامعة ابن خلدون تيارت

كلية العلوم التطبيقية

قسم الهندسة الكهربائية

المرجع:.....

A EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE
DOCTORAT LMD

Doctorat en énergie renouvelable

Thèse préparée au Laboratoire de Génie Energétique et Génie Informatique L2GEGI

**Contribution à la gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie
renouvelable : Application de l'intelligence Artificielle pour l'optimisation.**

Présentée par :

HOUSSEYN CHAIB

Soutenue le : 29 Septembre 2025

Devant le Jury composé de :

Mr. M. LARBI	Professeur	Président	Univ. Ibn Khaldoun de Tiaret
Mr. S. HASSAINE	Professeur	Directeur	Univ. Ibn Khaldoun de Tiaret
Mr. Y. MIHOUB	MCA	Co-directeur	Univ. Ibn Khaldoun de Tiaret
Mr. T. Allaoui	Professeur	Examineur	Univ. Ibn Khaldoun de Tiaret
Mr. B. Daaou	Professeur	Examineur	Univ. Mohamed Boudiaf d'Oran
Mr. A. Meharrar	MCA	Examineur	Univ. De Tissemsilt
Mr. D. Toumi	MCA	Invité	Univ. Ibn Khaldoun de Tiaret

Remerciements

Au terme de ce travail de recherche, je tiens à exprimer ma profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de cette thèse et qui m'ont accompagné tout au long de ce parcours exigeant mais profondément enrichissant.

Je souhaite tout d'abord remercier chaleureusement Monsieur Said HASSAINE, Professeur à l'Université Ibn Khaldoun de Tiaret, ainsi que Monsieur Youcef MIHOUB, Maître de conférences dans la même institution, pour la confiance qu'ils m'ont accordée en me proposant ce sujet de thèse. Leur encadrement rigoureux, leurs conseils éclairés et leur soutien constant ont été déterminants dans l'aboutissement de ce travail. Ces sept années de collaboration m'ont permis d'approfondir mes connaissances scientifiques et de développer des compétences précieuses, tant sur le plan académique que personnel.

Mes remerciements les plus sincères vont également à Monsieur Gérard CHAMPENOIS, Professeur à l'Université de Poitiers, et à Madame Sandrine MOREAU, Maître de conférences dans cette même université, pour leur accompagnement précieux. Leur encadrement attentif lors des phases expérimentales, ainsi que leurs suggestions pertinentes, ont largement contribué à la qualité scientifique et à l'enrichissement de ce travail de recherche.

Je tiens aussi à remercier vivement les membres de mon jury de thèse : le Professeur M'hamed LARBI, le Professeur Tayeb ALLAOUI, le Dr Djilali TOUMI (Université Ibn Khaldoun-Tiaret), le Dr Aoued MEHARRAR (Université de Tissemsilt) et le Professeur Bachir DAAOU (Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf) pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'évaluer ce travail et pour le temps précieux qu'ils y ont consacré.

Je n'oublie pas de remercier tous ceux qui ont, d'une manière ou d'une autre, participé à cette aventure humaine et scientifique. Leur bienveillance, leurs encouragements et leur soutien m'ont été d'un grand réconfort tout au long de ce parcours.

Je souhaite exprimer toute ma reconnaissance à mes collègues de thèse ainsi qu'à l'ensemble du personnel du laboratoire L2GEGI, qui m'ont offert un environnement de travail stimulant, propice à l'échange, à la réflexion et à l'apprentissage.

Je remercie également tous les membres du laboratoire LIAS de Poitiers pour leur accueil chaleureux, leur disponibilité et leur précieuse collaboration durant mon séjour.

Enfin, je voudrais adresser mes plus profonds remerciements à mes proches : à mes parents pour leur amour inconditionnel et leur soutien sans faille ; à mes frères, Chaib Hadj, Mahamed, Habib et Adda, pour leur présence, leurs encouragements et leurs conseils précieux ; à Abdellah Abderrahmane, pour les moments partagés empreints de générosité, d'amitié et de respect.

Mais plus que tout, je tiens à rendre hommage à mon père. Cette thèse n'aurait jamais vu le jour sans son soutien indéfectible, son exemple de sagesse et sa force silencieuse, qui m'ont guidé et porté tout au long de ce chemin.

NOMENCLATURE

Sigles utilisés

AC	Courant alternatif
ANN	réseaux de neurones artificiels
BJT	transistor bipolaire à jonction
DC	Courant continu
EMS	Système de gestion de l'énergie
f.é.m	Force électromotrice
FLC	Contrôleur flou
f.m.m	Force magnétomotrice
GSAP	Générateur synchrone à aimants permanents
GW	Géga watt
KW	Kilo watt
HAWT	Eolienne à axe horizontal
IA	Intelligence artificielle
IGBT	transistor bipolaire à grille isolée.
Li-Ion	Lithium-Ion
MADA	Machines Asynchrones à Double Alimentation
MLI	Modélisation de largeur d'impulsion
MPPT	Suivi du point de puissance maximale
MOSFET	transistor à effet de champ à oxyde métallique
MW	Mega watt
Ni-Cd	Nickel-cadmium
Ni-Mh	Nickel-hydrure métallique
P&O	Perturber et Observer
PID	Proportionnel Intégrateur Dérivateur
PLL	Boucle à verrouillage de phase
Pbo2	Cathode en oxyde de plomb
Pb	Anode en plomb
PSO	Optimisation par essaim de particules
PV	Photovoltaïque
SCEE	Système de conversion d'énergie éolienne
SCIG	Générateur à induction à cage d'écureuil
SHES	Systèmes énergétiques hybrides intelligents
SoC	Etat de charge
STC	Conditions d'Essai Standard
SVF	Space vector filtre
STFLC	contrôleur flou auto ajustable
VAWT	Eolienne à axe vertical
WRIG	Générateur à induction à rotor bobiné
WRSG	Générateur synchrone à rotor bobiné

Repère

A, B, C	Axes liés aux enroulements triphasés
d, q	Axes de référentiel de Park
α , β	Axes de référentiel de Concordia

Grandeurs

αT	Coefficient de température du courant
β	angle de l'orientation de la pale
$f\Omega$	Couple de frottements visqueux

ω_r	Vitesse angulaire électrique du rotor
ΔI	Les facteurs d'ondulation du courant d'entrée
Δv_i et Δv_o	Les facteurs d'ondulation de la tension d'entrée et de sortie
Φ_f	Flux magnétique maximal par phase généré par GSAP sur rotor
A	L'amplitude de la crête
A_r	L'amplitude de la référence
C	Capacité de condensateur du Vdc
C_{aer}	couple aérodynamique
C_{batt}	Capacité de la batterie
C_g	couple entraînant à la génératrice électrique
C_{in}	Condensateur d'entrée
C_m	Couple moteur
C_p	coefficient de puissance
C_{out}	Condensateur de sortie
D	Rapport cyclique
E_g	Energie de boucle interdite du matériau
FF	Facteur de forme du panneau
f_p	Fréquence de la porteuse
f_r	Fréquence de la référence
f_s	Fréquence de commutation
G_{STC}	Ensoleillement STC
i_{conv}	Courant modulé par le convertisseur
I_{cc}	Courant de court circuit
I_d	Courant de la diode
i_{ds}, i_{dq}	Courants du stator référentiel des axes d-q
i_{hyb}	Courant issus de système hybride
I_l	Courant de l'inductance
I_o	Courant de saturation
I_{pv}	courant du banc de panneaux photovoltaïques
I_{ph}	Le courant photo généré
I_{phSTC}	Le courant photo généré STC
I_r	Irradiation
i_{r1}, i_{r2}, i_{r3}	Courant a travers le filtre
i_{rd}, i_{rq}	Courant de filtre direct et quadratique
J	Le moment d'inertie de la machine
K	Constante de Boltzmann
K_a	Coefficient de température
L_d, L_q	Les inductances du stator
n	Facteur de la diode PV
N_p	Nombre de pair de pôles
N_p	Cellules connectées en parallèle
N_s	Cellules connectées en série
P_{aer}	Puissance aérodynamique
P_n	Puissance nominal de l'éolienne
P_{pv}	Puissance PV
q	La charge électrique
R	Rayon de rotor
r	Coefficient de réglage
R_f, L_f	Résistance et l'inductance du filtre

R_s	Résistance de phase du stator
s_1, s_2, s_3	L'état des interrupteurs des phases
S_{pv}	Surface du panneau
T°	Température
T_{STC}	Température STC
V	Vitesse du vent
V_{as}, V_{bs}, V_{cs}	tensions simples délivrées par l'onduleur
v_{bd}, v_{bq}	Les tensions aux bornes de bobine
V_d	Tension aux bornes de la diode
V_{dc}	Tension d'alimentation du bus continu de l'onduleur
V_{ds}, V_{qs}	Composantes de tension statoriques dans le repère dq
v_i	Tension d'entrée
V_{m1}, V_{m2}, V_{m3}	Tension simples modulés par le convertisseur coté réseau
V_{md}, V_{mq}	Tension simples modulés par le convertisseur de park
V_n	Vitesse nominal de l'éolienne
v_o	Tension de sortie
v_{oc}	Tension de circuit ouvert
V_{pv}	Tension de sortie du module PV
V_{s1}, V_{s2}, V_{s3}	Tension simples du réseau

Table des matières

Introduction générale	1
<i>Chapitre I : Généralités sur les systèmes hybrides intelligents</i>	
I.1- INTRODUCTION	4
I.2- Problématiques Energétiques	5
I.3- Méthodes de production d'électricité	6
I.3.1- Production décentralisée au sein des réseaux interconnectés	6
I.3.2- Génération distribuée en micro-réseau	6
I.3.3- Génération en site isolé	7
I.4- Transition Énergétique	7
I.5- Généralités sur les systèmes énergétiques hybrides	11
I.5.1- Définition d'un système de production	11
I.5.2- Description des différentes sources utilisables	11
I.6- Potentiel énergétique solaire et éolien en Algérie	23
I.7- Différents types de stockage	24
I.7.1- Les Batteries	24
I.8- Système de Puissance Hybride	27
I.9- Synthèse des architectures de systèmes hybrides	27
I.9.1- Configuration des systèmes couplés en courant continu (DC)	27
I.9.2- Configuration du système à couplage alternatif (AC)	29
I.10- Gestion des flux énergétiques dans un système hybride	30
I.10.1- Gestion des flux de puissance active	32
I.10.2- Méthodes de gestion et de contrôle du système hybride	32
I.11- Apport de l'IA dans les Systèmes de Puissance Hybrides	33
I.11.1- Réseaux de Neurones Artificiels (ANN) dans l'Optimisation Énergétique.	33
I.11.2- Logique Floue (Fuzzy Logic) pour une Gestion Dynamique	33
I.11.3- Auto-ajustement « Self-Tuning Fuzzy Logic »	34
I.12- Conclusion	35
Références bibliographiques	36
<i>Chapitre II : Description et modélisation de sources renouvelables connectées au réseau industriel et stockage</i>	
II.1- INTRODUCTION	43
II.2 Intégration des sources d'énergie renouvelable dans le réseau électrique	43
II.2.1 Description et contrôle du système	43

II.2.2- Configuration globale du système éolien étudié	45
II.2.3- Modélisation de la vitesse du vent.....	45
II.3- Conversion de l'énergie éolienne	46
II.3.1- Modélisation du Générateur Synchrone à Aimants Permanents (GSAP)	48
II.3.2- Modélisation du bus continu	50
II.3.3- Filtre <i>RL</i> intermédiaire.....	51
II.3.4- Boucle <i>PLL</i> (Phase locked loop).....	52
II.3.5- Modélisation des convertisseurs.....	53
II.3.6- Modélisation de l'onduleur triphasé à deux niveaux	55
II.4- Modélisation d'une cellule photovoltaïque	59
II.4.1- Principe d'une cellule solaire à base de silicium	59
II.4.2- Circuit équivalent d'une cellule PV	60
II.4.3- Caractéristiques et modélisation d'un panneau photovoltaïque.....	61
II.5- Modélisation des batteries <i>Li-Ion</i>	66
II.5.1-Limites du modèle	69
II.5.2-Courbe de Charge/Décharge.....	70
II.6- Modélisation de l'hacheur Buck-Boost réversible en courant	70
II.7. Conclusion.....	72
Références bibliographiques.....	73
 <i>Chapitre III : Développement et synthèse des techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT)</i>	
III.1- Introduction	77
III.2- Choix du type de commande <i>MPPT</i>	77
III.2.1- Stratégie de commande du système éolien à base de la <i>GSAP</i>	77
III.2.3- Algorithmes <i>MPPT</i> pour le générateur photovoltaïque.....	96
III.3- Résultats et interprétations.....	104
III.3.1- Le générateur éolien	104
III.3.2- Le générateur photovoltaïque	108
III.4- Évaluation dynamique des stratégies <i>MPPT</i> appliquées au <i>PV</i> et à l'éolien.....	111
III.5- Conclusion	113
Références bibliographiques.....	114
 <i>Chapitre IV : Gestion optimale du flux de la puissance active</i>	
IV.1- Introduction	118
IV.2- Architecture du système.....	118
IV.2.2- Présentation du bus commun continu et des batteries	120
IV.3- Stratégies de Gestion des Flux Énergétiques.....	122

IV.3.1- Gestion intelligente de l'énergie <i>FLC</i>	122
IV.4- Gestion intelligente de l'énergie basée sur <i>RNA</i> en réseau/en site isolé.	129
IV.4.1- Perceptron Monocouche (<i>SLP</i>).....	131
IV.4.2- Réseau de neurones à fonction de Perceptron Multicouche (<i>MLP</i>)	132
IV.4.3- Fonctionnement du Perceptron Multicouche (<i>MLP</i>).....	133
IV.5- Stratégie Intelligente de Gestion de l'Énergie Basée sur le <i>MLP</i>	134
IV.5.1- Modes de Fonctionnement	135
IV.6- Résultats de simulation	137
IV.6.1- Management par logique floue	137
IV.6.2- Gestion Intelligente de l'Énergie en Réseau et en Site Isolé avec le <i>MLP</i>	141
IV.7 Conclusion	149
Références bibliographiques.....	150
Chapitre V : Etude Expérimentale	
V.1 Introduction	154
V.2 Présentation du banc d'essai.....	154
V.3-Résultats expérimentaux des algorithmes <i>MPPT P&O</i> et <i>P&O</i> adaptatif	156
V.4- Optimisation du suivi <i>MPPT</i> par l'algorithme <i>PSO</i>	159
V.5- Formalisation de l'algorithme <i>PSO</i>	161
V.6- Analyse des résultats expérimentaux des algorithmes <i>MPPT</i> : <i>P&O</i> , <i>P&O</i> adaptative et <i>PSO</i>	163
V.7- Conclusion.....	165
Références bibliographiques.....	166
Conclusion Générale.....	167
ANNEXES.....	170

CHAPITRE I

Figure I.1: Energies renouvelables (éolienne, solaire).....	8
Figure I.2: Production d'électricité en 2022.....	9
Figure I.3: production d'électricité renouvelable par technologie, 2000-2030.....	10
Figure I.4: Cellule photovoltaïque.....	12
Figure I.5: Assemblage des cellules pour former un générateur PV.....	13
Figure I.6: Panneaux photovoltaïques pour un usage domestique.....	13
Figure I.7: Point de fonctionnement d'un champ-photovoltaïque.....	15
Figure I.8: Evolution de la taille des éoliens (hauteur du mat et diamètre du rotor).....	17
Figure I.9: éoliennes à axe horizontal : tripale et multipale.....	18
Figure I.10 : Différents types d'éoliennes à axe vertical : (a) Savonius;(b) Darrieus;(c) Pales en forme de H;(c) Pales en forme d'hélice.....	19
Figure I.11: Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation.....	20
Figure I.12: Coefficient de puissance pour différents types de turbine	21
Figure I.13: (a) Irradiation solaire globale moyenne annuelle en Algérie, (b) Vent moyen annuel en Algérie.....	23
Figure I.14: Schéma de principe de la pile.....	24
Figure I.15: Relation entre l'énergie spécifique et la puissance spécifique.....	26
Figure I.16: Schéma d'un système de puissance avec bus continu.....	28
Figure I.17: Schéma d'un système de puissance avec bus alternatif (AC).....	29

CHAPITRE II

Figure II.1: Schéma d'un système d'énergie renouvelable, une batterie connectée au réseau électrique en CA.....	44
Figure II.2: La configuration du système éolien adoptée.....	45
Figure II.3 : Profil du vent.....	46
Figure II.4: $C_{p,\lambda}$ pour différentes valeurs de l'angle de calage β	48
Figure II.5 : Schéma du GSAP dans le référentiel $d - q$	49
Figure II.6 : Structure du système coté réseau	50
Figure II.7 : Structure de principe de la PLL.....	52
Figure II.8 : topologie de base d'un redresseur de tension.....	53
Figure II.9 : onduleur de tension triphasé à deux niveaux.....	57
Figure II.10 : Principe de contrôle à MLI des bras de commutation.	58
Figure II.11 : Schéma d'une cellule photovoltaïque au silicium.....	60
Figure II.12 : Schéma électrique équivalent à une diode d'une cellule photovoltaïque.....	60

Figure II.13 : Courbe P–V d'un champ photovoltaïque sous :a) Différentes valeurs d'irradiance à une température de 25°C.b) Différentes valeurs de température à une irradiance de 1000 W/m ²	62
Figure II.14 : Schéma électrique d'un convertisseur élévateur DC-DC.....	64
Figure II.15 : Les conditions d'état d'un convertisseur élévateur DC-DC.....	64
Figure II.16 : La forme d'onde d'un convertisseur élévateur DC-DC.....	66
Figure II.17 : Modélisation d'un élément de batterie Li-Ion.....	67
Figure II.18 : Modélisation d'un banc de nB éléments de batterie Li-Ion en série.	68
Figure II.19 : Modélisation simplifiée d'un banc de batteries Li-Ion.....	68
Figure II.20 : Bloc de la batterie sous MATLAB/Simulink.....	69
Figure II.21 : Courbe de décharge d'une batterie.....	70
Figure II.22 : Caractéristique tension versus état de charge (SOC).....	70
Figure II.23 : Hacheur abaisseur-survolteur associé au Batterie.....	71

CHAPITRE III

Figure III.1 : Configuration du système éolien à base de la GSAP	78
Figure III.2- Commande MPPT du système de conversion éolienne.....	78
Figure III.3- Structure générale de la commande vectorielle de la GSAP.....	81
Figure III.4- Commande MPPT du système de conversion éolienne.....	82
Figure III.5- Schéma bloc comportant l'ajout des termes de compensation	83
Figure III.6- Position du vecteur flux et tension.....	84
Figure III.7- Modèle de régulation du courant pour l'axe q	85
Figure III.8- Boucle de régulation du courant i_{sq}	86
Figure III.9- Pilotage de vitesse par PI.....	87
Figure III.10- Asservissement du système éolien avec MPPT classique	88
Figure III.11- Schéma général d'un système de logique floue.....	89
Figure III.12- Différents types de fonctions d'appartenance définies :(a) monotone(b) trapézoïdale (c) triangulaire (d) gaussienne.....	89
Figure III.13- Contrôle MPPT basé sur la logique floue.....	91
Figure III.14- Fonctions d'appartenance des différentes variables.....	92
Figure III.15- Structure du contrôleur flou auto-ajustement (ST-FLC).....	93
Figure III.16- Commande MPPT basé sur ST-FLC.....	95
Figure III.17- Fonctions d'appartenance des différentes variables.....	95
Figure III.18 Schéma de commande du système photovoltaïque.....	96
Figure III.19- Forme d'onde d'un contrôleur MPPT.....	96
Figure III.20- Schéma fonctionnel de l'évolution de l'algorithme MPPT	98
Figure III.21- Organigramme de l'algorithme P&O conventionnel.....	99
Figure III.22- Les fonctions d'appartenances des entrées /sortie.....	100

Figure III.23- Surface de réponse du <i>FLC-MPPT</i> en trois dimensions	101
Figure III.24- ST_FLC MPPT pour le contrôle solaire	102
Figure III.25- Les fonctions d'appartenances des entrées et sorties.....	103
Figure III.26- Surface de réponse du ST-FLC MPPT en trois dimensions	104
Figure III.27- Profil du vent	105
Figure III.28- vitesse de la GSAP	106
Figure III.29- Puissance de sortie de l'éolienne	106
Figure III.30- Courant direct de la GSAP.....	106
Figure III.31- Courant quadratique de la GSAP.....	107
Figure III.32- Couple électromagnétique de la GSAP.....	107
Figure III.33- Tension continue.....	107
Figure III.34- Tension du réseau.....	108
Figure III.35- Irradiation solaire.....	109
Figure III.36- Courant I_{PV} obtenu par MPPT P&O, MPPT FLC et MPPT STFLC.....	110
Figure III.37- Tension V_{PV} obtenu par MPPT P&O, MPPT FLC et MPPT STFLC	110
Figure III.38- Puissance P_{PV} obtenu par MPPT P&O, MPPT FLC et MPPT STFLC	110
Figure III.39- Tension V_{DC} obtenu par MPPT P&O, MPPT FLC et MPPT STFLC.....	111
Figure III.40.- Profil de la vitesse du vent	111
Figure III.41- Profil de l'irradiation solaire	112
Figure III.42- Puissance de sortie de l'éolienne	112
Figure III.43- Puissance de sortie du PV.....	113

CHAPITRE IV

Figure IV.1- Schéma du système hybride multi-sources avec stockage.....	119
Figure IV.2- Schéma fonctionnel du système avec une description détaillée.....	120
Figure IV.3- Schéma de commande d'un convertisseur DC-DC bidirectionnel pour la gestion de batterie.....	122
Figure IV.4- Structure générale de la gestion de l'énergie avec le contrôle flou.....	123
Figure IV.5- Structure de gestion floue.....	123
Figure IV.6- Fonctions d'appartenance des entrées/sorties du contrôleur de gestion floue...124	124
Figure IV.7- Une surface 3D entre l'entrée 1 (E1) et l'entrée 2 (E2) en fonction de la sortie (K).....	126
Figure IV.8- Organigramme de l'algorithme de gestion de puissance du système hybride..127	127
Figure IV.9- Architecture globale de la gestion de l'énergie basée sur ANN.....	130
Figure IV.10- Similitude entre un neurone biologique et artificiel.....	130
Figure IV.11- Schéma d'un neurone formel.....	131
Figure IV.12- Perceptron Monocouche (SLP).....	131

Figure IV.13- Perceptron Multicouche (MLP)	132
Figure IV.14- Architecture de l'ANN développée.....	134
Figure IV.15- Organigramme de l'algorithme de gestion de puissance en réseau/en site isolé.....	135
Figure IV.16- Profil de l'irradiation solaire.....	138
Figure IV.17- Profil de la vitesse du vent.....	138
Figure IV.18- Profil de la puissance de la charge.....	138
Figure IV.19- Tension de la batterie	139
Figure IV.20- État de charge de la batterie.	139
Figure IV.21- Tension continue	140
Figure IV.22- Formes d'onde de la puissance.....	140
Figure IV.23- Puissances du système hybride.....	142
Figure IV.24- Profil de la vitesse du vent.....	143
Figure IV.25- Profil de la puissance de la charge.....	143
Figure IV.26- Défaut du réseau	144
Figure IV.27- Courant de la batterie.....	144
Figure IV.28- Tension de la batterie.....	144
Figure IV.29- Etat de charge.....	145
Figure IV.30- Courant de la charge.....	145
Figure IV.31- Tension continue.....	145
Figure IV.32- Tension de la charge.....	146
Figure IV.33- Courant de la GSAP.....	146
Figure IV.34- Puissance réactive.....	146
Figure IV.35- FFT de la tension de charge (on mode).....	147
Figure IV.36- FFT du courant de charge (on mode).....	147
Figure IV.37- FFT de la tension de charge (off mode).....	148
Figure IV.38- FFT du courant de charge (off mode).....	148

CHAPITRE V

Figure V.1- Mise en place du système expérimental.....	155
Figure V.2- Schéma bloc de l'installation expérimentale du système PV.....	155
Figure V.3- Profil de l'irradiation solaire.....	156
Figure V.4- Comparaison des algorithmes MPPT P&O et P&O adaptative : Évolution du courant généré par un panneau photovoltaïque.....	157
Figure V.5- Comparaison de la tension entre deux méthodes d'optimisation : P&O et P&O Adaptatif.....	157
Figure V.6- Comparaison de la puissance du PV entre les méthodes P&O et P&O adaptative.....	158

Figure V.7- Profil de l'irradiation solaire.....	158
Figure V.8- Comparaison de la puissance du PV entre les méthodes P&O et P&O adaptative.....	159
Figure V.9- Déplacement d'une particule.....	161
Figure V.10- L'organigramme du fonctionnement de l'algorithme PSO.....	163
Figure V.11- Profil de l'irradiation solaire.....	163
Figure V.12- Comparaison expérimentale des algorithmes MPPT : P&O, P&O adaptative et PSO pour l'optimisation de la puissance photovoltaïque.....	164

Liste des tableaux

Tableau I .1 : Prix moyens au mètre carré pour différents types de panneaux solaires.....	13
Tableau I.2 : Différents types de générateurs utilisés dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne.....	22
Tableau II .1 : Huit états possibles des interrupteurs.....	54
Tableau III .1 : Matrice d'inférence des règles floues.....	92
Tableau III .2 - Matrice d'inférence des règles floues.....	95
Tableau III .3 - Probabilités de direction pour un algorithme P&O.....	98
Tableau III .4 - Les règles utilisées pour déterminer la sortie $D(K)$	101
Tableau III .5 -Les règles utilisées pour déterminer la sortie ΔD	103
Tableau III .6 - Comparaison entre les trois stratégies (éolienne).....	112
Tableau III .7 – Comparaison entre les trois stratégies (PV).....	113
Tableau IV.1 - Entrées/Sorties floues de l'inférence du contrôleur flou.....	125,126
Tableau IV.2 - Intervalle des entrées du contrôleur flou.....	126

Introduction générale

Dans un contexte mondial marqué par la transition énergétique et la nécessité de réduire la dépendance aux énergies fossiles, le développement des systèmes énergétiques hybrides intelligents s'impose comme une solution prometteuse. La transition énergétique vise à substituer progressivement les sources d'énergie fossiles, telles que le charbon, le pétrole et le gaz naturel, par des énergies renouvelables afin de limiter les émissions de gaz à effet de serre et atténuer les effets du changement climatique. Cependant, cette transition soulève plusieurs défis techniques, économiques et environnementaux, notamment en ce qui concerne l'intégration des sources renouvelables intermittentes au sein des réseaux électriques existants.

L'intégration des énergies renouvelables, telles que le solaire photovoltaïque et l'éolien, permet d'améliorer la durabilité et l'efficacité des réseaux électriques, en réduisant les coûts d'exploitation et en favorisant une production décentralisée de l'énergie. Les sources d'énergies renouvelables se prêtent particulièrement bien à la production d'électricité soit en site isolé, ou en micro réseau. Elles sont souvent ou toujours associées à des batteries, qui permettent de stocker l'énergie en cas de production excédentaire, ou de compenser le manque momentané de puissance lors des pics de consommation.

L'objectif principal de ce système est de garantir une indépendance énergétique quasi-totale pour une ou plusieurs habitations, tout en assurant une viabilité écologique et financière à long terme. Cependant, ces sources d'énergie présentent une intermittence naturelle liée aux fluctuations météorologiques, ce qui peut entraîner un déséquilibre entre l'offre et la demande en énergie. En effet, l'intensité du rayonnement solaire et le moment de la journée déterminent la production d'électricité à partir de l'énergie solaire, tandis que la vitesse et la régularité du vent influencent la production d'énergie éolienne.

Notons que les sources d'énergie naturelles sont coûteuses et nécessitent une quantité importante d'énergie pour leur exploitation, ce qui engendre une dette écologique devant être compensée tout au long de leur durée de vie. Il est donc dans l'intérêt des utilisateurs de maximiser leur rendement afin d'en tirer le meilleur parti et d'assurer ainsi une autonomie énergétique optimale. Enfin, la batterie constitue l'élément le plus sensible du système, car sa durée de vie est restreinte par un nombre limité de cycles de charge et de décharge [1,2].

La solution à ces problématiques est l'hybridation. En hybridant les sources d'énergie, certaines peuvent fournir de l'électricité à des moments où d'autres sont inactives comme des vents forts la nuit ou un ciel dégagé avec des vents faibles rendant ainsi l'énergie récupérée moins fluctuante. L'objectif est de maximiser la production d'énergie et de la répartir correctement entre les modules de stockage concernés.

Actuellement, la technique de contrôle la plus utilisée dans l'industrie pour les convertisseurs et les générateurs électriques est la commande proportionnelle-intégrale, initialement conçue pour des systèmes

linéaires invariants. Cependant, les composants du système sont non linéaires. Par conséquent, des approximations doivent être utilisées pour la mise en œuvre d'une telle commande, entraînant par conséquent une dégradation des performances et même une instabilité [3].

Pour cette raison, il serait plus logique d'utiliser des commandes intrinsèquement non linéaires pour ce type de systèmes. De plus, analyser le système hybride en fonction des flux d'énergie serait essentiel pour un contrôle plus efficace de la répartition de l'énergie.

L'objectif principal de ce travail est de concevoir des techniques avancées pour réguler un système de puissance hybride composé d'un générateur photovoltaïque, d'une éolienne et d'un banc de batteries, afin d'optimiser la production d'énergie de manière plus efficace que les techniques traditionnelles. Bien que ce système soit destiné à alimenter des habitations isolées, le système de contrôle peut également être utilisé pour des systèmes connectés au réseau.

La gestion optimale de ces systèmes s'appuie sur des stratégies avancées de contrôle et d'optimisation, rendues possibles grâce aux techniques de l'intelligence artificielle, qui dominent aujourd'hui le paysage technologique dans de nombreux domaines industriels et scientifiques. Ces techniques jouent un rôle central dans l'amélioration des performances des systèmes hybrides, en facilitant une prise de décision rapide, intelligente et adaptative en fonction des conditions de fonctionnement en temps réel. Parmi les approches les plus efficaces, on distingue notamment les algorithmes d'apprentissage automatique, les réseaux de neurones artificiels capables d'apprendre à partir de données complexes ainsi que la logique floue, qui permet de modéliser l'incertitude et de représenter des connaissances imprécises, plus proches du raisonnement humain. L'intégration de mécanismes d'auto-ajustement dans les systèmes à base de logique floue renforce leur robustesse et leur capacité d'adaptation dynamique face à des environnements changeants. À cela s'ajoutent les systèmes multi-agents et les méthodes d'optimisation bio-inspirées, telles que l'optimisation par essaim de particules (PSO), qui offrent des solutions efficaces aux problèmes complexes de recherche d'optimums globaux. [4,5].

Ces approches permettent d'optimiser la gestion de l'énergie, d'améliorer l'efficacité du suivi du point de puissance maximale (*MPPT*) des sources renouvelables, et de minimiser les pertes énergétiques dans les réseaux hybrides.

L'organisation de ce mémoire est effectuée comme suit :

Le premier chapitre présente un état de l'art des systèmes hybrides intelligents. Une analyse approfondie des architectures des systèmes énergétiques hybrides est établie, en mettant en avant leur flexibilité et leur fiabilité. De plus, le rôle des réseaux électriques industriels est examiné, notamment en ce qui concerne les

défis liés à l'intégration des énergies renouvelables. L'accent est également mis sur l'exploitation des techniques d'intelligence artificielle pour améliorer la stabilité et l'efficacité des réseaux électriques hybrides.

Dans le deuxième chapitre, la configuration et la modélisation du système hybride de production et de gestion d'énergie sont abordées. Il s'agit de représenter mathématiquement les différents composants du système afin de permettre une analyse détaillée de leur comportement et de leur interaction. Cette modélisation est essentielle pour la conception de stratégies de contrôle optimales.

Le troisième chapitre s'intéresse aux stratégies de commande destinées à maximiser la production des sources renouvelables en appliquant des algorithmes de *MPPT*. Une attention particulière est portée à l'amélioration des performances de ces algorithmes relatives aux méthodes conventionnelles et intelligentes. Une comparaison approfondie des différentes stratégies *MPPT* pour les générateurs photovoltaïques et éoliens est effectuée, en tenant compte de la puissance produite, la qualité du suivi des variations climatiques et la complexité de mise en œuvre.

Le quatrième chapitre a pour objectif la conception d'une stratégie de gestion intelligente pour un système hybride PV-éolien avec stockage. Cette gestion intelligente permet d'assurer un équilibre optimal entre la production, le stockage et la consommation d'énergie en prenant en compte les fluctuations météorologiques et les besoins énergétiques. Des algorithmes avancés sont mis en place afin de maximiser l'efficacité du système tout en prolongeant la durée de vie des unités de stockage.

Enfin, dans le cinquième chapitre, une évaluation expérimentale de différentes techniques *MPPT* est réalisée. Trois approches sont étudiées : *P&O* classique, *P&O* adaptative et *PSO* combiné avec *P&O*. Les expérimentations sont menées à l'aide d'un banc de test comprenant un microcontrôleur MicroLabBox et un émulateur photovoltaïque Chroma 62050H-600S. L'objectif est de comparer ces algorithmes en termes de rapidité de convergence, de précision du suivi *MPPT* et de stabilité sous diverses conditions de fonctionnement.

CHAPITRE I

Généralités sur les systèmes hybrides intelligents

I.1- INTRODUCTION

La transition énergétique est aujourd'hui un enjeu majeur pour répondre aux défis économiques, technologiques et environnementaux. Pour faire face à la problématique de la dépendance des énergies fossiles et la nécessité de réduire les émissions de CO_2 , favoriser l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques est de plus en plus courant. Toutefois, le caractère intermittent de ces énergies renouvelables met au défi la stabilité et l'optimisation du système, incitant à repousser les frontières de la recherche vers des solutions plus avancées tel que les systèmes énergétiques hybrides intelligents [6-9].

Un système énergétique hybride est une association de différentes sources d'énergie renouvelables, telles que l'éolien et le photovoltaïque, par exemple, avec des unités de stockage de façon à garantir une production continue et stable. En associant ces deux sources d'énergies, on peut ainsi aller chercher et exploiter les potentiels de l'une ou l'autre des sources en fonction de leur disponibilité et les besoins. Ces systèmes sont couramment utilisés dans des micro-réseaux, des usines et pour l'électrification de zones isolées ne disposant pas de réseau [10].

En milieu industriel, le réseau électrique a la double vocation d'apporter une alimentation stable, continue et fiable aux charges et également d'être en mesure d'intégrer les sources d'énergie renouvelable et les systèmes hybrides à ces infrastructures. Cela implique de pouvoir assurer une gestion fluide et optimale de l'énergie entre la production, l'utilisation et le stockage. La gestion des flux énergétiques repose sur des algorithmes de calculs qui sont des logiciels de contrôle permettant d'améliorer leur mode de fonctionnement dans le but de réaliser des économies d'énergies en proportion de la demande, de la condition météorologique et de l'état de charge des batteries.

L'intelligence artificielle (IA) se démarque comme une technologie incontournable pour l'optimisation de ces SHES (systèmes énergétiques hybrides intelligents). Sans grande surprise, les avancées en matière de techniques d'apprentissage automatique et de modélisation prédictive ont le potentiel d'améliorer de manière concrète la gestion de la production, de la distribution, et le stockage de l'énergie [11-14].

De manière plus globale, l'IA pourra aider à la prédiction de la demande et aux décisions relatives à l'exploitation des SHES. Elle peut également être considérée comme un des piliers technologiques des stratégies de "smartgrids". La maintenance prédictive des infrastructures de production et de distribution est par ailleurs l'une des dimensions où le potentiel de l'IA est le plus important. Ce chapitre propose un état de l'art des systèmes hybrides en explorant les généralités sur les systèmes énergétiques hybrides, en mettant en avant leurs architectures ainsi que les avantages qu'ils offrent en termes de flexibilité et de fiabilité énergétique. Il se penche ensuite sur les réseaux électriques de valeurs industriels, en mettant en exergue le

rôle clé joué par ces réseaux dans l'alimentation des infrastructures et en insistant sur les défis liés à l'intégration des énergies renouvelables à ces derniers. En effet, l'équilibre des flux énergétiques est un élément clé pour garantir le bon fonctionnement des systèmes de puissance hybrides, permettant d'équilibrer la production, la consommation et le stockage d'énergie. Enfin, l'exploitation de l'intelligence artificielle dans les systèmes de puissance hybrides est mise en évidence, en soulignant son impact sur l'optimisation des performances et la stabilité des réseaux [15].

I.2- Problématiques Energétiques

L'accès à l'électricité joue un rôle crucial dans le développement, car il contribue à l'amélioration des conditions de vie et au renforcement de l'éducation en facilitant l'éclairage et en réduisant le temps consacré aux tâches les plus laborieuses. Par ailleurs, en privilégiant des sources d'énergie durables, l'électrification à l'échelle mondiale pourrait être garantie avec une hausse des émissions de CO₂ limitée à seulement 0,9% [16-19].

Les populations privées d'accès à l'électricité résident principalement dans des zones rurales. Il est donc essentiel de pouvoir déployer des infrastructures adaptées pour électrifier ces régions, souvent faiblement peuplées et éloignées des grands réseaux électriques.

Cependant, plusieurs défis se posent :

- D'une part, l'installation de lignes électriques sur des milliers de kilomètres pour alimenter des habitations dispersées entraîne des coûts élevés et des pertes d'énergie importantes, rendant le projet peu rentable.
- D'autre part, ces zones reculées, parfois situées en pleine nature, sur des îles, en forêt ou en milieu montagneux, sont souvent difficiles d'accès. Par conséquent, la mise en place d'infrastructures électriques y est généralement peu viable sur le plan économique.

Pour répondre à ces défis, deux approches alternatives peuvent être envisagées :

- La production d'électricité en micro-réseau et l'alimentation en site isolé. Le micro-réseau permet d'électrifier une zone faiblement peuplée ou un village en reliant les bâtiments entre eux sans les connecter au réseau électrique principal.
- À l'inverse, la génération en site isolé vise à rendre une structure totalement autonome en énergie, comme une exploitation agricole située en pleine nature [20].

Ces solutions nécessitent une source d'énergie locale et adaptée aux besoins spécifiques.

Les énergies renouvelables sont alors une option privilégiée, car elles peuvent être dimensionnées selon la demande par l'installation de panneaux solaires sur un toit, l'utilisation d'une éolienne de petite ou moyenne capacité pour un foyer ou une communauté, ou encore recours à des groupes électrogènes alimentés par des biocarburants. Une analyse détaillée des différentes options de production est essentielle pour concevoir des systèmes énergétiques efficaces et durables.

I.3- Méthodes de production d'électricité

Pour étendre l'électrification aux zones habitées des pays en développement et offrir de nouvelles solutions aux particuliers des pays industrialisés, trois approches peuvent être envisagées.

I.3.1- Production décentralisée au sein des réseaux interconnectés

La stratégie d'électrification des zones nouvelles ou isolées repose plusieurs approches. La méthode principalement utilisée, consiste en la génération distribuée au sein de réseaux interconnectés, permettant aux particuliers d'intégrer des sources d'énergie renouvelable, telles que le solaire ou l'éolien, à une infrastructure existante. Cette solution réduit la dépendance énergétique, mais soulève des défis économiques et techniques, notamment en raison de l'intermittence des sources renouvelables et des contraintes liées au réseau électrique [21].

Pour les régions non raccordées au réseau, comme les îles ou les zones montagneuses, des systèmes de production autonomes constituent une alternative, bien que leur mise en œuvre puisse s'avérer coûteuse.

I.3.2- Génération distribuée en micro-réseau

La génération distribuée en micro-réseau est une solution adaptée aux zones isolées où le raccordement au réseau principal est difficile ou trop coûteux. Ce modèle repose sur un réseau local indépendant alimenté par des sources de production de petite taille, principalement renouvelables (solaire, éolien, hydroélectricité). L'efficacité énergétique est essentielle pour limiter les pertes et assurer la rentabilité du système.

Toutefois, l'intermittence des énergies renouvelables pose des défis pour la stabilité du réseau. Deux solutions sont envisageables : l'ajout de systèmes de stockage pour lisser la production ou l'intégration de générateurs Diesel et de piles à combustible en complément. Ces alternatives ont néanmoins des limites, notamment le coût élevé des piles à combustible et la dépendance aux énergies fossiles des générateurs Diesel [22].

Les micro-réseaux sont particulièrement adaptés aux communautés regroupant plusieurs habitations, avec une consommation allant de quelques kilowatts à plusieurs centaines de kilowatts. Leur mise en place et leur gestion nécessitent un soutien institutionnel ainsi qu'une expertise technique appropriée.

I.3.3- Génération en site isolé

La génération en site isolé permet d'électrifier des structures éloignées, comme des phares, des stations météorologiques ou des habitations isolées, sans dépendre d'un réseau électrique. L'objectif est d'assurer une autonomie complète en utilisant des sources d'énergie renouvelables adaptées, telles que les panneaux solaires, les petites éoliennes et les hydroliennes.

Les unités de stockage sont indispensables pour compenser l'intermittence de ces sources et garantir un approvisionnement constant en électricité. Elles doivent être dimensionnées en fonction des besoins énergétiques et des ressources financières disponibles. Des générateurs Diesel ou des piles à combustible peuvent être ajoutés en complément, bien que leur usage entraîne une dépendance aux carburants externes.

Un avantage de ces systèmes est qu'ils peuvent fonctionner avec une alimentation en très basse tension continue, réduisant ainsi certaines contraintes des réseaux électriques classiques. Ce mode de production convient aux bâtiments isolés avec une consommation inférieure à 10 kW et nécessite une gestion optimisée de la consommation par les utilisateurs. Cette approche constitue une solution viable pour l'électrification de sites reculés tout en limitant les coûts d'installation et d'entretien [23].

L'étude menée dans cette thèse concerne la production d'énergie électrique en site isolé et en interconnectés. Il est donc essentiel d'identifier les sources d'énergie disponibles ainsi que les unités de stockage adaptées à leur architecture, afin de sélectionner les solutions les plus appropriées.

I.4- Transition Énergétique

La transition énergétique désigne le passage d'un modèle de production et de consommation basé principalement sur les énergies fossiles vers un modèle plus durable reposant sur les énergies renouvelables (éolienne, solaire, hydraulique, biomasse, etc.) [24-26]. Ce changement est motivé par plusieurs facteurs :

- Les réserves de pétrole, de gaz et de charbon s'amenuisent, rendant leur exploitation plus coûteuse et moins rentable à long terme (Raréfaction des énergies fossiles),
- L'utilisation massive des énergies fossiles contribue aux émissions de gaz à effet de serre, accélérant ainsi le changement climatique (Enjeu environnemental),
- Des accords internationaux comme celui de Paris (COP21) imposent aux nations des objectifs de réduction des émissions de CO₂ et de développement des énergies renouvelables (Obligations internationales),
- Le progrès dans les domaines des batteries, des réseaux intelligents (smartgrids) et de l'IA favorise une meilleure intégration des sources renouvelables et une gestion plus efficace de l'énergie (Evolution technologique).

Cependant, cette transition ne se fait pas sans défis. L'intermittence des sources d'énergie renouvelables, leur stockage et leur distribution nécessitent des solutions avancées afin d'assurer un approvisionnement en électricité stable et fiable. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, les énergies renouvelables devraient produire plus d'un tiers de l'électricité mondiale en 2025, détrônant ainsi le charbon en tant que principale source d'approvisionnement électrique dans le monde.



Figure I.1 : Illustration de la production d'énergie renouvelable (solaire et éolienne).

Dans son rapport "Electricity 2024 Analysis and Forecast to 2026" publié en janvier 2024, l'agence souligne que ce tournant majeur va se confirmer en 2026, où les sources à faible teneur en carbone, c'est-à-dire les énergies renouvelables et nucléaire, devraient représenter 46% de la production mondiale d'électricité alors qu'elles n'en représentaient que 39% en 2023. À contre-courant de cette augmentation de l'offre d'électricité propre, la part des combustibles fossiles dans la production électrique mondiale devrait diminuer, passant de 61% en 2023 à 54% en 2026. C'est la première fois que ce chiffre passera sous la barre des 60% [27].

Ce succès des énergies propres est le résultat direct des importants investissements effectués dans ce secteur, reflétant l'engagement des gouvernements et du secteur privé à soutenir la transition énergétique. Toujours selon l'AIE [28], dans un autre rapport publié en juin 2023 et intitulé "Scaling up Private Finance for Clean Energy in EMDEs", les investissements mondiaux dans le domaine de l'énergie devaient dépasser 3000 milliards USD pour la 1^{ère} fois en 2024, dont 2000 milliards USD pour les technologies et infrastructures énergétiques propres, soit les 2/3.

Il faut toutefois souligner que cette tendance positive concerne surtout les pays développés (la Chine tout particulièrement) et certains pays émergents. Pour les autres régions, notamment l'Afrique, les progrès dans le développement des énergies renouvelables est à l'image des investissements qu'attire le secteur, très modeste. À titre de comparaison, la Chine a construit de nouvelles capacités photovoltaïques solaires à

hauteur de 100 GW en 2022, ajoutant ainsi en seulement 1 an une capacité 10 fois supérieure à celle de toutes les installations solaires photovoltaïques d'Afrique (11 GW) [29].

Jusqu'à 2022 (Figure I.2), la part des énergies renouvelables dans la production mondiale d'électricité est passée de 19,06 % à 29,42 %. L'hydroélectricité est passée de 17,4 % dans les années 1990 à 15,3 % en 2022, malgré une augmentation de 66 % de la production en volume. Concernant l'éolien, sa contribution à la production d'électricité est passée de 0,2 % à 7,2 % en 2022. De son côté, l'énergie solaire photovoltaïque, qui représentait seulement 0,005 % de la production d'électricité, a atteint 4,4 % en 2022.

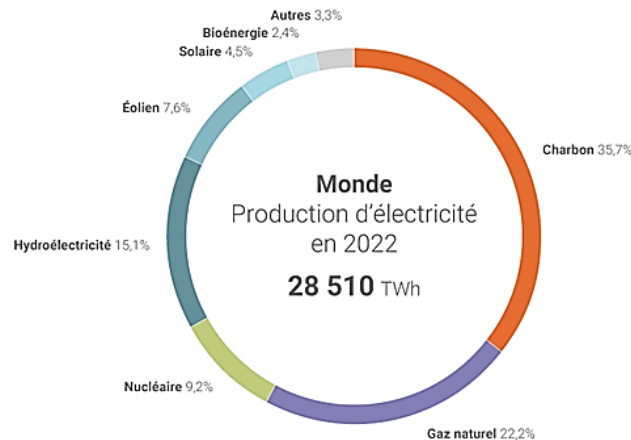


Figure I.2 : Production mondiale d'électricité en 2022.

Ces chiffres illustrent une diversification progressive des sources d'énergie renouvelable, avec une croissance notable des secteurs éolien et solaire au cours des dernières décennies.

Au cours des cinq prochaines années, plusieurs étapes majeures dans le domaine des énergies renouvelables devraient être franchies. En 2025, la production d'électricité à partir de sources renouvelables devrait dépasser celle issue du charbon. En 2026, la production d'électricité éolienne et solaire devrait chacune dépasser celle du nucléaire. Puis, en 2029, la production d'électricité solaire photovoltaïque devrait surpasser celle de l'hydroélectricité, devenant ainsi la plus grande source d'énergie renouvelable au monde – la production éolienne étant quant à elle prévue pour dépasser l'hydroélectricité en 2030 [28].

Le graphique présenté à la Figure I.3, basé sur les données de l'AIE, met en évidence l'ampleur de la transition électrique.

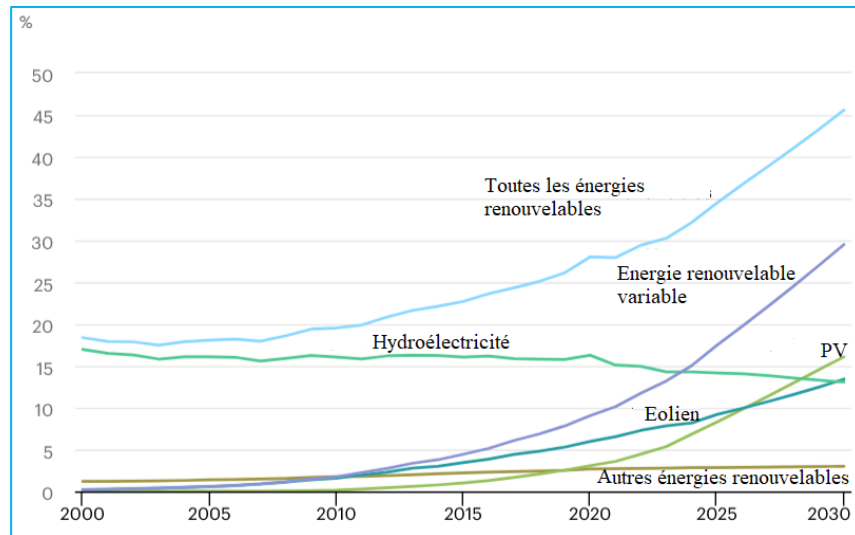


Figure I.3 : production d'électricité renouvelable par technologie, 2000-2030.

Les énergies renouvelables se répartissent en trois grandes catégories : l'énergie d'origine mécanique (l'éolien), l'énergie solaire (notamment le photovoltaïque) et l'énergie thermique (incluant le solaire thermique et la géothermie).

Ces sources d'énergie se déclinent en plusieurs types :

- **L'énergie éolienne**, exploitée depuis environ 30 ans, s'est affirmée comme un pilier du mix énergétique. Au cours de la dernière décennie, son développement a connu une croissance exponentielle de 30 % par an, témoignant de son potentiel et de son attractivité croissante [30,31],
- **Le photovoltaïque**, quant à lui, convertit directement le rayonnement solaire en électricité grâce à des panneaux constitués de cellules photovoltaïques à base de silicium, offrant une solution efficace et durable,
- **L'énergie thermo-solaire**, qui convertit l'énergie des photons solaires en chaleur afin d'alimenter des capteurs thermiques, pouvant atteindre des températures allant jusqu'à 80°C,
- **La géothermie**, qui consiste à exploiter la chaleur emmagasinée dans le sol, dont la température augmente d'environ 3°C tous les 100 mètres de profondeur et peut atteindre jusqu'à 180°C,
- **La biomasse**, issue de toute matière vivante d'origine végétale ou animale (telle que le bois, les biocarburants et le biogaz), représente une source d'énergie renouvelable aux multiples applications,
- **L'énergie hydraulique**, dont la source primaire est l'eau, s'impose comme une ressource propre et stockable, jouant un rôle essentiel dans la production d'électricité à grande échelle.

I.5- Généralités sur les systèmes énergétiques hybrides

I.5.1- Définition d'un système de production

Notre objectif est d'identifier les configurations possibles pour un système de production énergétique en site isolé ou interconnecté, caractérisé par une faible puissance mais nécessitant une gestion autonome de l'énergie produite. Pour cela, deux éléments fondamentaux sont requis, une source d'énergie, idéalement renouvelable et située à proximité de la structure à alimenter, ainsi qu'un dispositif de stockage capable de conserver les surplus de production et de les restituer en cas de besoin. Un tel système doit inclure un générateur adapté, délivrant une puissance maximale inférieure à 8 kW, afin de garantir un entretien limité et un coût raisonnable pour un usage individuel. Le module de stockage, quant à lui, doit assurer une autonomie d'une semaine dans les zones tempérées et de deux à trois jours sous les climats tropicaux, avec une durée de vie suffisante pour assurer la rentabilité économique et environnementale de l'investissement. Nous allons ainsi analyser les divers composants pouvant intégrer cette architecture.

I.5.2- Description des différentes sources utilisables

Dans un système autonome, plusieurs sources d'énergie peuvent être utilisées. Pour qu'une source soit considérée comme une solution viable, elle doit répondre à deux critères essentiels : d'une part, la possibilité de convertir son énergie en électricité à l'aide d'un générateur compact et simple d'entretien, adapté à un utilisateur isolé ; d'autre part, une rentabilité économique compétitive par rapport aux alternatives telles que le raccordement au réseau ou l'utilisation d'énergies fossiles.

I.5.2.1- Panneaux photovoltaïques

L'énergie solaire est la première énergie disponible en grande quantité sur la surface terrestre, elle est caractérisée par l'ensoleillement qui donne l'énergie fournie par le soleil par unité de surface sur une période donnée, en J/m^2 , et par l'irradiation solaire qui correspond à la puissance à un instant donné, en W/m^2 . Cette dernière est donnée pour une épaisseur d'atmosphère donnée, traversée par les rayons solaires avec l'absorption de puissance qui en découle.

L'irradiation est exprimée en Air Mass $AM=1/\sin\alpha_r$ (Paramètre utilisé en physique solaire pour caractériser la quantité d'atmosphère que la lumière solaire traverse avant d'atteindre la surface terrestre). Hors atmosphère, à AM_0 , l'irradiation solaire est estimée à $1350 W/m^2$. Quand le soleil est à $\alpha_r=90^\circ$ de la surface terrestre, à AM_1 , aux alentours de l'équateur, elle n'est plus que d'environ $1000 W/m^2$. Enfin, sous nos latitudes, où les rayons sont à un angle d'environ $\alpha_r = 48^\circ$, à $AM 1,5$, elle n'est que de $833 W/m^2$. Cependant, ceci n'est que l'irradiation directe ; en prenant en compte le rayonnement diffus et la réflexion du

sol, l'irradiation totale à AM 1,5 est considérée comme étant autour de 1000 W/m^2 . L'Air Mass est crucial pour l'évaluation de la performance des panneaux solaires, car l'absorption et la diffusion des rayonnements solaires par l'atmosphère dépendent de cette valeur [32].

Les cellules photovoltaïques qui ont fait l'objet des travaux de recherche du physicien français Edmond Becquerel, ensuite d'Adams et Day, constituent les éléments de base de la technologie de fabrication des modules photovoltaïques dont la qualité s'est améliorée significativement et le prix a été réduit énormément [33]. La production de l'électricité à partir de l'énergie solaire nécessite l'utilisation de modules photovoltaïques [34,35]. Les panneaux photovoltaïques sont des composants semi-conducteurs utilisant leur propriété de photo-électricité pour générer de la puissance électrique. Chaque panneau est constitué de cellules photovoltaïques conçues à partir de jonctions PN, connectées entre elles en série.

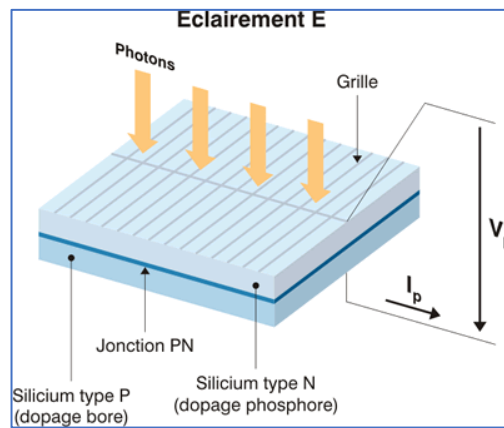


Figure I. 4 : Cellule photovoltaïque.

Ces derniers transmettent leur énergie aux électrons de la cellule lorsque les particules du rayonnement solaire atteignent la surface des cellules photovoltaïques provoquant ainsi leur mouvement et par conséquent la production d'un courant continu qui pourrait, éventuellement, être transformé en courant alternatif grâce à un onduleur avant d'être injecté dans le réseau de distribution [36].

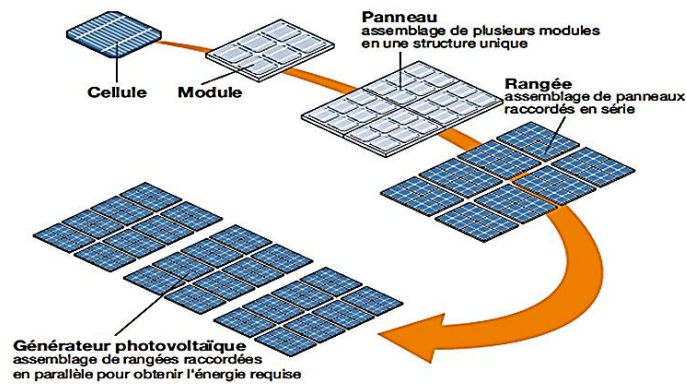


Figure I.5 : Assemblage des cellules pour former un générateur PV.

Les panneaux photovoltaïques ont une durée de vie assez longue, d'environ vingt-cinq ans, avant que leur rendement ne diminue à 80%. Cela en fait une solution durable et écologiquement viable sur le long terme. De plus, ils peuvent être installés facilement.



Figure I.6: Panneaux photovoltaïques pour un usage domestique.

Le coût des panneaux solaires photovoltaïques varie généralement entre 200€ et 700€ par mètre carré pour une production entre 100 à 600 Wh/jour. Voici un tableau récapitulatif des prix moyens au mètre carré pour différents types de panneaux solaires.

Tableau I.1 : Prix moyens au mètre carré pour différents types de panneaux solaires [37,38]

Panneau solaire	Prix moyen au m^2 (€)
Photovoltaïque	200 à 700
Thermique	900 à 1700
Hybride	400 à 1000

La puissance crête P_{PV} souhaitée pour les panneaux est déduite comme suit :

$$P_{PV} = \frac{E_{dem/j}}{Ens_{pm} \eta_{inst} \eta_{circ}} \quad I.1$$

Où, P_{PV} : Puissance installée du système photovoltaïque (en kWc ou Wc), $E_{dem/j}$ est la demande journalière en énergie, Ens_{pm} est l'énergie solaire moyenne reçue par m² (irradiation solaire moyenne en kWh/m²/jour), η_{inst} est le rendement d'installation des panneaux (inclut orientation, inclinaison, pertes), η_{circ} est le rendement du circuit électrique (onduleur, câbles, régulateurs).

Le nombre de panneaux peut ainsi être fixé au nombre entier supérieur permettant de couvrir cette puissance crête. Ils sont à installer de façon à capter un maximum d'ensoleillement dans la journée, généralement en les orientant plein sud dans l'hémisphère nord, et réciproquement dans le sud. L'angle du soleil par rapport au sol, dépendant de la nature du sol, de la latitude, de la période de l'année permet d'estimer le meilleur angle d'inclinaison. En Algérie, les panneaux photovoltaïques sont généralement inclinés entre 25° et 35°. Cependant, dans certaines régions où le ciel est fréquemment couvert, il peut être avantageux de les installer avec une inclinaison plus faible, voire à l'horizontale, afin de maximiser l'absorption du rayonnement.

Des conditions standard de test (STC - Standard Test Conditions) ont été définies pour estimer les caractéristiques des panneaux photovoltaïques qui permettent leur comparaison. Ainsi, les données fournies par les fabricants sous un spectre AM1.5, indiquent les performances électriques d'un panneau correspondant à une température de 25°C et une irradiation de 1000 W/m².

Les performances d'un panneau photovoltaïque peuvent être décrites à travers ses courbes courant-tension et puissance-tension [39,40]. Un exemple de ces courbes est illustré à la figure I.7 dans des conditions STC. La courbe courant-tension présente une forme exponentielle : lorsque la tension est faible, le courant tend vers la valeur du courant de court-circuit I_{cc} , et lorsque le courant diminue, la tension se rapproche de la tension de circuit ouvert V_{oc} . Entre ces deux extrêmes, une inflexion plus ou moins marquée apparaît, caractérisée par le facteur de forme du panneau (FF).

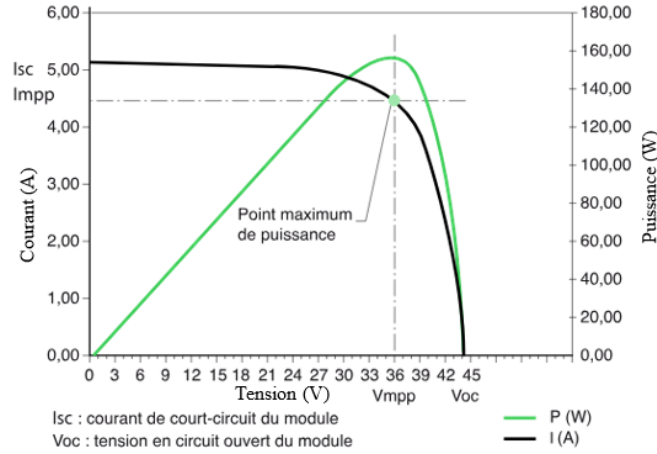


Figure I.7: Point de fonctionnement d'un champ-photovoltaïque.

La courbe de puissance montre que le point de fonctionnement correspondant à la puissance maximale $P_{PV_{max}}$ se situe au niveau de cette inflexion. Ainsi, le panneau est entièrement défini par ces trois paramètres, avec :

$$FF = \frac{P_{PV_{max}}}{I_{cc} V_{oc}} \quad \text{I.2.}$$

Le rendement photovoltaïque est exprimé en fonction de l'irradiation Ir et de la surface du panneau S_{PV} par :

$$\eta_{PV} = \frac{P_{PV_{max}}}{Ir S_{PV}} \quad \text{I.3.}$$

Les performances des panneaux photovoltaïques dépendent principalement de Ir et de la température des cellules T° . Une augmentation de Ir entraîne une hausse quasi proportionnelle du I_{cc} , tandis qu'une élévation de T° , réduit V_{oc} . En dehors des conditions STC, la puissance d'un panneau varie donc fortement avec le climat, rendant difficile l'évaluation d'un point de fonctionnement optimal.

Il existe trois principales technologies de cellules photovoltaïques [41,42]. Les cellules amorphes, où le silicium n'est pas cristallisé, offrent V_{oc} plus élevée mais produisent un courant plus faible, limitant leur rendement à 6-8%. Elles sont adaptées aux faibles ensoleillements et à des applications comme les calculatrices et les toits de voiture.

Les panneaux monocristallins et polycristallins, fabriqués à partir de silicium cristallisé, sont plus performants. Les cellules monocristallines, à structure uniforme, offrent un meilleur rendement théorique (jusqu'à 29%, environ 14% en pratique), tandis que les polycristallins, moins coûteux, ont un rendement

légèrement inférieur. Ces deux technologies sont privilégiées pour l'alimentation des bâtiments et les centrales photovoltaïques.

I.5.2.2- Energie éolienne

L'énergie éolienne est la deuxième source d'énergie exploitable. Renouvelable et respectueuse de l'environnement, elle est présente en abondance à l'échelle mondiale. Ces dernières années, son utilisation s'est intensifiée, faisant d'elle la principale source d'électricité renouvelable après l'hydroélectricité, avec une production mondiale dépassant 2304 TWh en 2023, l'énergie éolienne représentait 7,8% de la production mondiale d'électricité [29]. Bien que les données spécifiques pour 2025 ne soient pas disponibles, la tendance actuelle suggère une augmentation continue de la part de l'énergie éolienne dans le mix énergétique mondial. Par ailleurs, le secteur de l'éolien offshore est en pleine expansion. Après un ralentissement en 2024, une reprise significative est attendue en 2025, avec l'ajout prévu de 19 GW de nouvelles capacités.

Dans les années 1887-1888, l'Américain Charles F. Brush construit à Cleveland la première éolienne à fonctionnement automatique destiné à la production d'électricité. Malgré sa grande taille de 17m de hauteur, elle ne produisait que 12 KWh. L'arrivée de l'électricité donne l'idée à Poul La Cour en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Après la seconde guerre mondiale, avec la baisse des prix des combustibles fossiles, l'énergie éolienne n'était plus utilisée que pour le pompage (le coût du kWh thermique était bien meilleur marché que celui de l'éolien). Mais la crise du pétrole dans les années 1970 a stimulé l'intérêt pour la production d'énergie à grande échelle par les éoliennes. Depuis les années 1990, les nouvelles connaissances et le développement de l'électronique de puissance, ainsi que l'amélioration des performances en aérodynamique pour la conception des turbines éoliennes et surtout les subventions accordées par de nombreux gouvernements ont rendu la solution éolienne plus compétitive [43-45].

L'énergie électrique est produite à partir des vents atmosphériques, soit sur terre (onshore), soit sur mer (offshore). La transformation de cette énergie en électricité se fait grâce aux éoliennes, qui peuvent couvrir une large gamme de puissance. Une éolienne crée une énergie économique et non polluante. Les éoliennes offshore peuvent atteindre plusieurs dizaines de mètres de hauteur par exemple une hauteur de mât de 130 m produisant jusqu'à 5 MW (Figure I.8), ce qui en font des solutions intéressantes pour les relier à un réseau électrique. Celles qui n'atteignent pas dix mètres de hauteur sont mieux adaptées à un usage domestique, fonctionnant à proximité d'une maison pour produire quelques centaines ou milliers de watts. Elles doivent être installées dans des espaces ouverts pour améliorer leur rendement, mais surtout pour des raisons de sécurité. Elles ne sont donc pas nécessairement idéales pour un usage en ville.

I.5.2.2.1 Les éoliennes (aérogénérateurs) peuvent être classées

- Suivant leur puissance nominale [46-49] : -Eoliennes de petite puissance : < 40 kW, de moyenne puissance : 40 à quelques centaines de kW, de forte puissance : > 1 MW.
- Selon le type de fonctionnement : vitesse fixe ou vitesse variable.
- Selon leur conception : axe horizontal ou vertical.
- Selon le mode de connexion : connectée au réseau ou isolée.

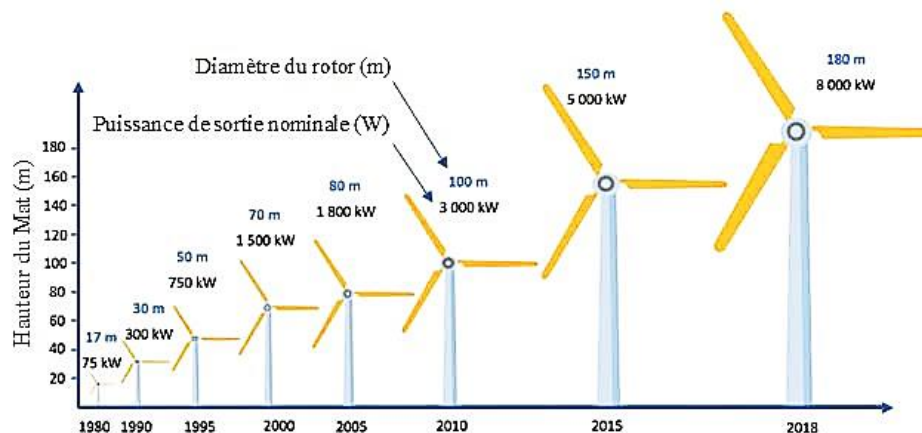


Figure I.8 : Evolution de la taille des éoliens (hauteur du mat et diamètre du rotor).

I.5.2.2.2- Eoliennes à axe horizontal (HAWT)

Elles sont composées d'un mât portant à son sommet une nacelle. Celle-ci comporte une turbine tournant sous l'effet du vent, reliée par un arbre à une machine tournante fonctionnant en génératrice, avec au besoin entre les deux un multiplicateur de vitesse pour adapter la vitesse de rotation de la turbine à la gamme permise par la génératrice. Cette dernière est connectée au réseau électrique ou au circuit isolé de tension imposée ; sous l'effet de cette tension et de la rotation de son rotor, elle produit un courant dans ses bobinages, transformant ainsi la puissance mécanique absorbée par la turbine en puissance électrique. La turbine est caractérisée par son nombre de pales. En général, les éoliennes de fortes puissances sont des tripales, bien qu'ils existent également des bipales et multi-pales présentées figure I.9, ou des architectures plus exotiques comme des turbines Darrieus à axe horizontal.



Figure 1.9 : éoliennes à axe horizontal : tripale et multi-pale.

Toutefois, ces éoliennes présentent l'inconvénient de capter les flux d'air dans une seule direction, limitant ainsi leur production. Il existe des systèmes mécaniques permettant d'orienter la nacelle face au vent, mais leur complexité et leur manque de robustesse freinent leur adoption. Ces éoliennes conviennent davantage aux applications de forte puissance, car leurs turbines, placées en hauteur, bénéficient de flux d'air moins perturbés par l'environnement.

I.5.2.2.3- Éoliennes à axe vertical (VAWT)

Elles sont connues sous l'acronyme VAWT (Vertical Axis Wind Turbine). Dans ce cas, la turbine est montée sur un axe vertical, autour d'un mât entraînant une génératrice.

On distingue plusieurs types de turbines verticales, illustrés à la figure I.10 :

- Les turbines Savonius, reconnaissables à leurs pales pleines, qui peuvent être droites ou hélicoïdale,
- Les turbines Darrieus, qui se caractérisent par des pales ajourées en forme de feuille, ou par une configuration dite H-type, avec des barres verticales ou hélicoïdales.

Ces architectures sont généralement plus fragiles que les éoliennes à axe horizontal, ce qui les rend moins adaptées à la production de grandes puissances en altitude. Toutefois, elles présentent l'avantage de capter le vent quelle que soit sa direction horizontale. De plus, leur conception peut être très compacte, plus esthétique et moins bruyante que les éoliennes tripales, ce qui en fait une solution plus adaptée à un usage domestique.

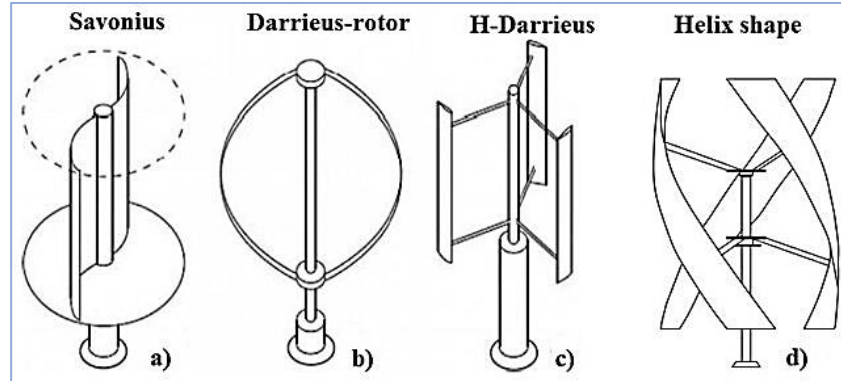


Figure I.10 : Eoliennes à axe vertical : (a) Savonius ;(b) Darrieus ;(c) Pales en forme de H ;(c) Pales en forme d'hélice.

La faisabilité d'un projet éolien repose sur l'analyse des variations de la vitesse du vent à différentes échelles de temps. À long terme, l'étude des fluctuations annuelles permet d'estimer le potentiel éolien d'un site. À moyen terme, l'analyse des variations mensuelles, modélisées par la distribution de Weibull (distribution de probabilité de la puissance récupérable par une turbine d'éolienne) facilite le choix de l'emplacement optimal. Enfin, à court terme, les variations en secondes ou millisecondes mettent en évidence les turbulences à prendre en compte, nécessitant l'utilisation de modèles stochastiques pour concevoir des turbines adaptées.

La distribution de Weibull est une fonction statistique utilisée pour modéliser la répartition des vitesses de vent sur un site donné. Elle est définie par deux paramètres principaux :

$$v = C \left(1 + \frac{2}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad \text{I.4.}$$

- k (Facteur de forme) : Il décrit la dispersion des vitesses du vent. Une valeur faible ($K < 2$) indique une grande variabilité, tandis qu'une valeur élevée ($K > 2$) signifie que les vitesses sont plus concentrées autour de la moyenne.
- C (Facteur d'échelle) : Il est lié à la vitesse moyenne du vent. Une augmentation de C entraîne un déplacement de la distribution vers des vitesses plus élevées.

La turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale P_n à une vitesse nominale V_n . La progression de la puissance en fonction de la vitesse du vent se stabilise à une valeur maximale P_n au-delà d'une certaine vitesse. Lorsque la vitesse du vent devient trop importante, la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante comme le montre la figure suivante :

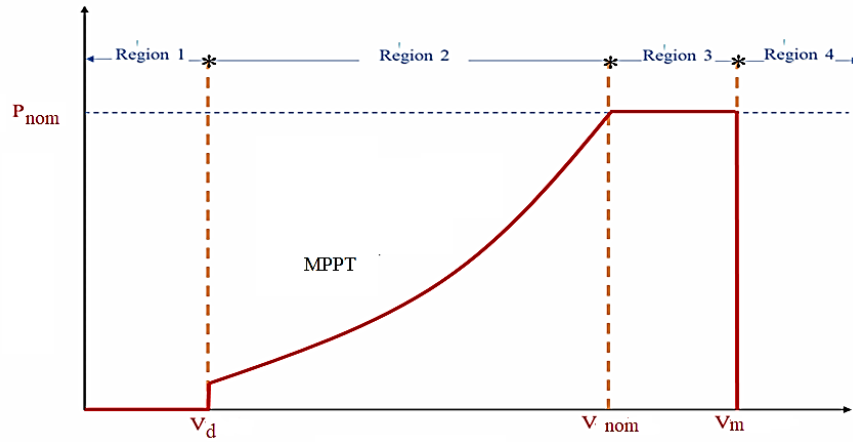


Figure I.11 : Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation [48,49].

On peut distinguer quatre régions de fonctionnement de la turbine éolienne en fonction de la vitesse du vent :

- La région 1 : la turbine est à l'arrêt à cause de l'insuffisance de la vitesse du vent qui est inférieure à V_d , où V_d est la vitesse de démarrage généralement 3 ou 4 m/s. au-delà de cette valeur la turbine commence à produire de la puissance,
- La région 2, où la puissance éolienne progresse en fonction du cube de la vitesse du vent V ,
- La région 3, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance P fournie reste égale à la puissance nominale,
- La région 4, pour laquelle, la turbine est complètement arrêtée par mesure de sécurité. Généralement pour 25m/s.

Un autre paramètre important qu'il faille prendre en compte caractérisant la turbine éolienne, c'est le coefficient de puissance puisque la puissance absorbée réellement dépend de ce dernier par la relation

$$\text{suivante : } P_{aer} = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho S v^3}{2}.$$

La figure I.12 montre des différentes valeurs de ce selon le type de turbine utilisée. La valeur théorique de ce coefficient est la limite de Betz qui vaut 0.59.

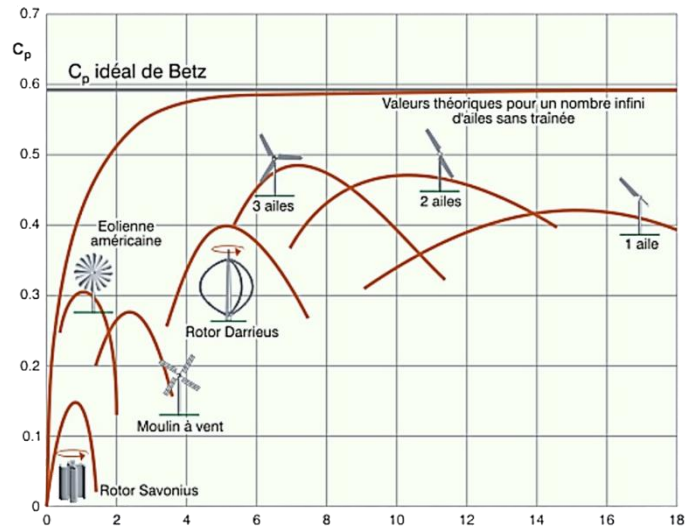


Figure I.12 : Coefficient de puissance pour différents types de turbine.

Cette figure montre qu'il est avantageux d'utiliser une turbine de conception tripale car elle offre un coefficient de puissance important et couvre une large gamme de vitesse de vent, elle s'avère compatible pour notre cas d'étude.

I.5.2.3- Choix de la génératrice éolienne

La classification des systèmes de conversion électrique éolienne se divise en types à vitesse fixe et à vitesse variable, avec ou sans boîte de vitesses, etc. Dans les sections suivantes, les différentes configurations des générateurs électriques éoliens sont présentées [50-54].

Tout type de générateur triphasé peut être raccordé à une éolienne. Les principaux types de générateurs utilisés avec les éoliennes sont les suivants :

- Générateurs asynchrones (à induction) : générateur à induction à cage d'écureuil (SCIG), générateur à induction à double alimentation (MADA) et générateur à induction à rotor bobiné (WRIG),
- Générateurs synchrones : générateur synchrone à rotor bobiné (WRSG) et générateur synchrone à aimants permanents (GSAP),

Les trois principaux types de générateurs sont illustrés dans le tableau ci-dessous :

Tableau I.2 : Générateurs utilisés dans les systèmes de conversion d'énergie éolienne.

Générateur	Avantages	Inconvénients
Générateur asynchrone à cage d'écureuil 	- Construction simple. - Maintenance facile.	- Nécessite une puissance réactive. - Nécessite un dispositif de démarrage progressif pour la connexion initiale au réseau.
Générateur asynchrone double alimentation (MADA) 	- Atténuation des pulsations du couple de l'éolienne, coût réduit. - Connexion directe au réseau électrique. - Régulation de vitesse possible. - Le convertisseur de puissance fournit la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine.	- La connexion directe au réseau est relativement difficile. - Nécessite un système d'excitation, des bagues collectrices et des balais, ainsi qu'une maintenance.
Générateur synchrone à aimant permanent (GSAP) 	- Pas de boîte de vitesses. - Commande simple de la puissance réactive. - Large plage de vitesses. - Contrôle simple.	Grandes dimensions et poids élevé, entraînant des problèmes de construction, de transport et d'installation

Le choix de la génératrice dépend des caractéristiques de la turbine. Les machines asynchrones à cage, utilisées à 85 % dans les applications éoliennes, sont simples, robustes et économiques, mais leur rendement est souvent faible et elles nécessitent une magnétisation externe. L'ajout de convertisseurs électroniques permet un fonctionnement à vitesse variable, mais engendre un coût élevé, des pertes énergétiques et des contraintes sur les enroulements statoriques.

Les génératrices synchrones à aimants permanents éliminent la nécessité des bagues et multiplicateurs, mais leur grande taille et leur coût d'interface électronique limitent leur usage aux petites puissances. Les machines asynchrones à double alimentation, qui exploitent un convertisseur pour réguler la vitesse, offrent une solution efficace avec des pertes réduites.

Le choix de la GSAP dans cette étude est motivé par ses performances élevées et son efficacité énergétique. Contrairement aux machines asynchrones, elle ne nécessite pas d'excitation externe, ce qui réduit les pertes énergétiques et améliore le rendement global. De plus, l'absence de bagues collectrices et de multiplicateurs mécaniques diminue les besoins en maintenance et prolonge la durée de vie du système. Ces avantages font de la GSAP une solution particulièrement adaptée aux applications nécessitant une fiabilité et une efficacité accrue.

I.6- Potentiel énergétique solaire et éolien en Algérie

Comme illustré dans la figure I.13 (a), l'Algérie possède un potentiel solaire significatif, distinct de celui d'autres pays. Sur la majeure partie du territoire national, l'énergie solaire annuelle totale atteint environ 2 MWh/m² sur une surface horizontale. Les régions du sud offrent un potentiel particulièrement élevé pour l'exploitation de l'énergie solaire en vue de la production d'hydrogène. En particulier, Tamanrasset et Illizi affichent des potentiels annuels respectifs de 2,4 MWh/m² et 2,2 MWh/m², ce qui en fait des zones très favorables à l'utilisation de cette ressource. En revanche, les régions côtières et certaines zones du nord, notamment Jijel, El-Taref et Blida, enregistrent un potentiel solaire annuel plus faible, d'environ 1,6 MWh/m².

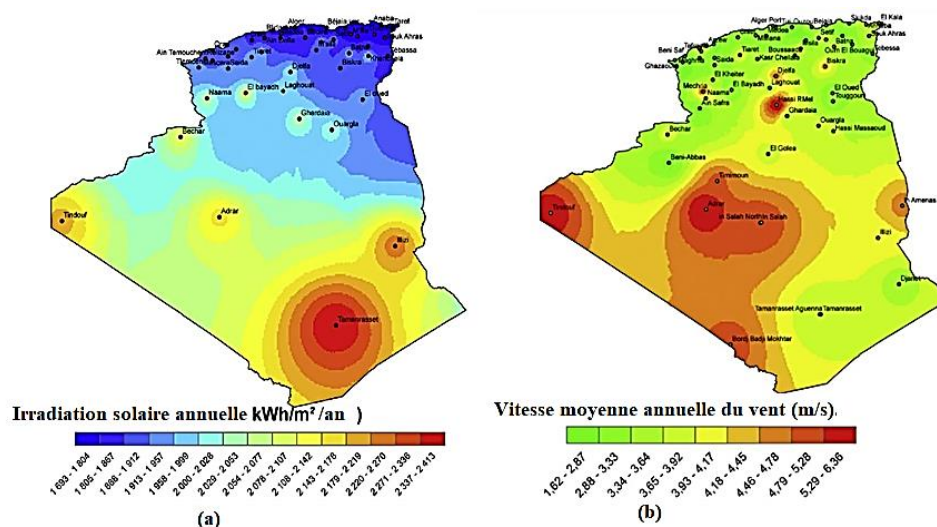


Figure I.13 : (a) Irradiation solaire globale moyenne annuelle en Algérie, (b) Vent moyen annuel en Algérie.

La figure I.13 (b) présente la vitesse moyenne annuelle du vent dans différentes régions de l'Algérie. D'après les analyses, la vitesse du vent varie entre 1,6 m/s et 6,3 m/s à travers le pays. Les vitesses les plus élevées sont observées à Adrar (6,3 m/s), Hassi-R 'Mel (6,1 m/s) et Tindouf (6,0 m/s). D'autres zones venteuses se trouvent à Tiaret, Bordj Badji Mokhtar, Djelfa et Biskra. Le long de la côte, la vitesse moyenne du vent est d'environ 4 m/s, tandis que la plus faible valeur enregistrée est de 1,6 m/s à Tizi-Ouzou, située dans le nord du pays. Par ailleurs, dans la région de Maghnia (nord-ouest), le potentiel éolien est encore plus limité, avec une vitesse inférieure à 1,4 m/s [55, 56].

I.7- Différents types de stockage

Les unités de stockage jouent un rôle essentiel dans les systèmes en site isolé. Lorsqu'elles sont correctement dimensionnées, elles permettent d'assurer l'autonomie du site en stockant l'énergie excédentaire produite par les sources et en la restituant lorsque la production devient insuffisante [3, 57, 58].

Au-delà de cette fonction de gestion à moyen terme, le stockage est indispensable dans un système déconnecté du réseau pour garantir en permanence l'équilibre énergétique du circuit électrique. En effet, selon le principe de conservation de l'énergie, la puissance fournie par les sources doit correspondre, pertes mises à part, à la somme de la puissance consommée par l'utilisateur et de celle absorbée par le système. Or, à un instant donné, il est rare que la production et la consommation soient parfaitement équilibrées.

Sans un réseau capable d'absorber ou de redistribuer cette différence, une solution de stockage devient essentielle pour maintenir cet équilibre et ajuster l'énergie interne du système. Nous allons donc explorer les différents composants pouvant remplir cette fonction dans le cadre d'un système de petite puissance adapté à un usage particulier.

I.7.1- Les Batteries

Les batteries d'accumulateurs sont la solution de stockage électrochimique la plus couramment utilisée pour les systèmes de petite taille. Grâce à des technologies matures et accessibles, elles permettent de stocker l'énergie sous forme chimique via une réaction d'oxydoréduction, similaire au principe des piles.

I.7.1.1- Principe de Fonctionnement

Le fonctionnement des batteries repose sur deux électrodes (anode et cathode) immergées dans une solution ionique. Lors de la charge, une oxydation se produit à la cathode, libérant des électrons qui circulent dans le circuit électrique comme le montre la figure I.14. À l'inverse, lors de la décharge, ces électrons sont récupérés à l'anode, permettant ainsi de restituer l'énergie avec un rendement d'environ 85 %, selon le type de batterie. Ce mode de stockage est largement adopté en raison de son efficacité, de son coût raisonnable et de sa fiabilité dans de nombreuses applications énergétiques.

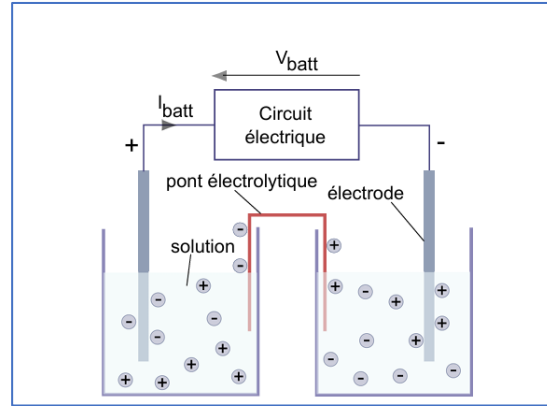


Figure I.14: Schéma de principe de la pile.

I.7.1.2- Différentes Familles de Batteries

Les batteries industrielles se divisent en trois grandes familles selon la nature de leurs électrodes : Plomb-acide, Nickel et Lithium. Chaque type est défini par son couple oxydo-réducteur, qui détermine sa tension nominale en charge, ainsi que par sa capacité (C_{batt} , en Ah), représentant le courant nécessaire pour une charge complète sur une durée donnée [3,59].

Deux critères principaux permettent d'évaluer leur adéquation aux besoins :

1. La durée de vie, exprimée en nombre de cycles de charge-décharge avant que la batterie ne perde plus de 20 % de sa capacité,
2. L'énergie spécifique, soit l'énergie stockée par unité de masse ou de volume, qui influence la légèreté et la compacité du stockage.

Parmi ces technologies, la batterie Plomb-acide, inventée en 1859 par Gaston Planté, reste largement utilisée grâce à sa maturité technologique et son faible coût. Employée notamment dans les véhicules thermiques, elle fonctionne avec une cathode en oxyde de plomb (PbO_2) et une anode en plomb (Pb), immergées dans un électrolyte à base d'acide sulfurique. Sa tension de pleine charge est de 2,1 V, au-delà de laquelle un phénomène de gazéification peut survenir. Toutefois, elle présente plusieurs inconvénients, dont une durée de vie limitée à environ 250 cycles et une perte progressive de son électrolyte, nécessitant un entretien régulier. De plus, sa faible énergie spécifique d'environ 40 Wh/kg la rend peu adaptée aux applications nécessitant légèreté et compacité. Enfin, son impact environnemental est non négligeable, car elle implique le recyclage du plomb et de l'acide sulfurique. Des améliorations récentes, telles que l'électrolyte gélifié, permettent toutefois d'éviter l'entretien et de limiter les risques de contact avec l'acide.

Les batteries Nickel existent en deux principales variantes. La batterie Nickel-Cadmium (Ni-Cd), brevetée en 1899, utilise des électrodes en nickel et cadmium avec un électrolyte alcalin. Bien que robuste,

elle souffre d'une énergie spécifique faible (entre 45 et 85 Wh/kg) et de la toxicité du cadmium, ce qui en limite l'usage. La batterie Nickel-Hydrure Métallique (Ni-MH), commercialisée dans les années 1990, constitue une alternative plus respectueuse de l'environnement, en remplaçant le cadmium par un hydrure métallique. Dotée d'une tension nominale de 1,25 V et d'une énergie spécifique d'environ 60 Wh/kg, elle est largement utilisée dans les véhicules hybrides, comme la Toyota Prius. Sa durée de vie varie selon le niveau de décharge : environ 500 cycles en décharge profonde, mais pouvant atteindre 1000 cycles si elle est limitée à 30 %. Toutefois, elle présente un fort taux d'autodécharge d'environ 30 % par mois, ce qui constitue une contrainte importante [60].

Les batteries Lithium, commercialisées depuis une vingtaine d'années, sont aujourd'hui omniprésentes dans les appareils électroniques et les véhicules électriques. La première génération, la batterie Lithium-Métal, utilisait du lithium sous forme métallique, ce qui la rendait hautement inflammable en cas de défaut d'étanchéité. L'actuelle batterie Lithium-Ion (Li-Ion) est plus sûre, avec une tension nominale de 3,6 à 3,7 V. Elle est composée d'une anode en graphite, d'une cathode à base d'un composé de lithium oxydé (LiCoO_2 , LiFeO_2 , etc.) et d'un électrolyte contenant un sel de lithium. Elle offre des performances supérieures avec une énergie spécifique allant de 100 à 250 Wh/kg et une durée de vie dépassant les 1000 cycles charge-décharge [61,62]. Elle ne contient pas de matériaux particulièrement polluants et son coût devient de plus en plus compétitif. Toutefois, elle présente un risque en cas de surcharge : un dépôt de lithium métallique peut se former, entraînant un emballement thermique pouvant conduire à une explosion. Pour pallier ce problème, les batteries Lithium-Polymère ont été développées avec un électrolyte gélifié, réduisant les risques de fuite et de surcharge au détriment d'une durée de vie et d'une énergie spécifique légèrement moindres.

Enfin, la batterie Lithium-Ion représente aujourd'hui la meilleure solution en termes de performance et de longévité, malgré son coût plus élevé et les précautions de sécurité nécessaires pour éviter les risques de surcharge [63,64].

La figure I.15, présente sur un plan puissance spécifique- énergie spécifique la plage qu'occupe ces technologies.

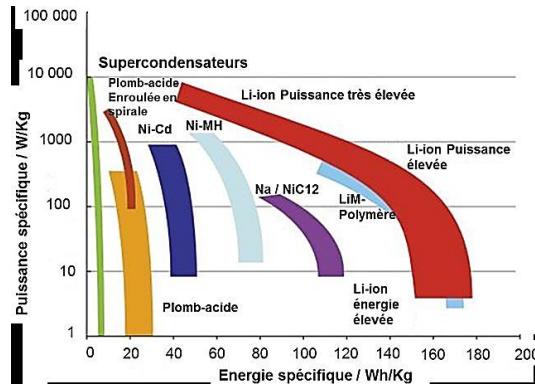


Figure I.15 : Relation entre l'énergie spécifique et la puissance spécifique.

I.8- Système de Puissance Hybride

L'hybridation énergétique consiste à combiner plusieurs sources d'énergie avec une unité de stockage afin d'optimiser la production et la gestion de l'énergie. Un tel système, appelé système de puissance hybride ou système multi-sources avec stockage, permet une meilleure efficacité énergétique.

Dans cette étude, l'éolien et le photovoltaïque ont été choisis comme sources d'énergie en raison de leur maturité technologique, de leur adaptabilité aux petites puissances et de leur facilité d'entretien. La batterie Lithium-Ion a été retenue comme principal dispositif de stockage en raison de sa haute énergie spécifique et de ses performances supérieures par rapport aux autres technologies de batteries.

Cependant, la conception d'un tel système ne se limite pas au choix des sources et du stockage. Il est également essentiel d'étudier les modes de couplage entre les différentes composantes ainsi que les convertisseurs de puissance nécessaires pour assurer leur compatibilité. Enfin, l'optimisation de la production et de l'utilisation de l'énergie repose sur une stratégie de contrôle et de supervision, qui doit être soigneusement analysée.

I.9- Synthèse des architectures de systèmes hybrides

De nombreuses configurations sont disponibles dans la littérature pour constituer un système hybride à partir de sources d'énergie renouvelables. Pour notre technique d'intégration, nous choisissons entre les schémas de description en courant continu (DC) et en courant alternatif (AC).

I.9.1- Configuration des systèmes couplés en courant continu (DC)

L'architecture présentée dans la Figure I.16 repose sur une seule ligne de bus en DC, où s'effectue le couplage des différents composants du système. Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable produisant du courant continu peuvent être connectées directement ou via un convertisseur DC/DC en fonction de la tension du bus DC.

Le système étudié est composé de : panneaux photovoltaïques, un système de conversion d'énergie éolienne et un système de stockage d'énergie par batterie. L'énergie solaire photovoltaïque peut être connectée directement au bus *DC* commun ou via un hacheur *DC/DC*. De même, les batteries en courant continu peuvent être connectées à cet hacheur bidirectionnel *DC/DC* principal afin d'assurer un niveau de tension approprié.

Le système éolien comprend une éolienne équipée d'un *GSAP*. L'enroulement du stator du *GSAP* est connecté à un convertisseur *AC/DC*, dont le côté *DC* est relié au bus *DC* commun. Dans ce type de configuration hybride, les différentes sources renouvelables, photovoltaïques et éoliennes, sont interfacées avec le bus *DC* principal. Ce dernier peut ensuite alimenter un onduleur *DC/AC* pour injection dans le réseau électrique.

Le couplage en courant continu est contrôlé afin d'assurer la synchronisation nécessaire à l'intégration des différentes sources d'énergie renouvelable.

Afin d'optimiser la conversion énergétique du système éolien, un algorithme *MPPT* est appliqué pour contrôler le générateur *GSAP*. Le système photovoltaïque est connecté à un convertisseur élévateur *DC/DC*, lui-même contrôlé par un algorithme *MPPT* pour maximiser la puissance extraite de la source *PV*. Enfin, la batterie est connectée au bus *DC* via un convertisseur bidirectionnel *DC/DC*, permettant la mise en œuvre des stratégies adéquates de charge/décharge du banc de batteries [65-68].

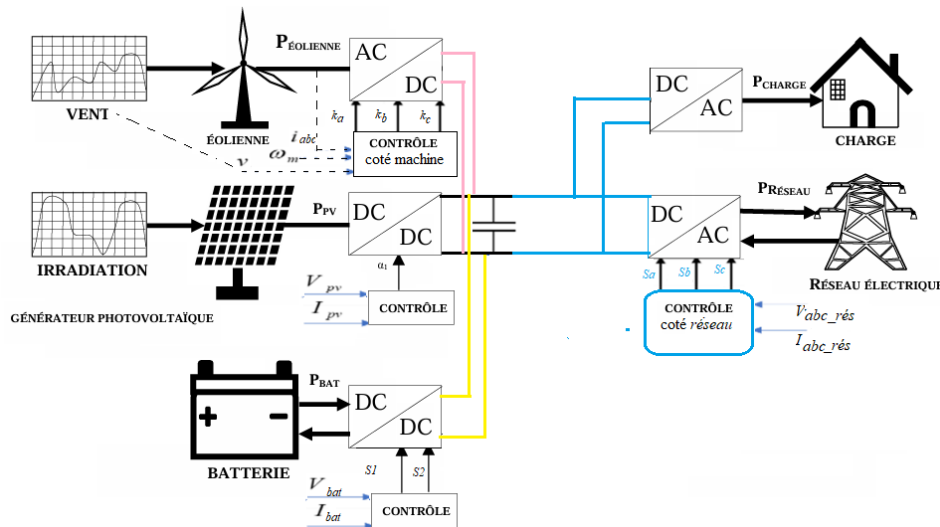


Figure I.16 : Schéma d'un système de puissance avec bus continu.

Le système s'affranchit alors des questions de synchronisation et de maintien de la forme d'onde du bus autrement que par la régulation de sa tension continue. Les fluctuations de la production et de la demande

peuvent provoquer des variations de cette tension, mais elles sont plus faciles à compenser et portent moins à conséquences que dans les cas précédents.

En définitive, ce type de couplage convient particulièrement aux micro-réseaux sans générateurs diesel et à charges continues, ainsi qu'aux systèmes isolés fonctionnant sans groupe électrogène. C'est cette dernière configuration qui sera retenue dans notre étude. Dans ce contexte, si la charge principale fonctionne en courant alternatif, un onduleur peut être utilisé pour assurer la connexion au bus continu sans complexifier excessivement le système.

I.92- Configuration du système à couplage alternatif (AC)

Dans ce type de systèmes à couplage alternatif, illustré à la figure I.17, un système hybride d'énergie renouvelable connecté au réseau est doté d'un bus AC commun. Différentes sources renouvelables, comme le photovoltaïque et l'éolien, sont connectées à un bus AC principal de fréquence réseau via des circuits d'interface électroniques de puissance. Les bus AC sont utilisés pour l'hybridation de la source éolienne avec des sorties AC finales.

Une source photovoltaïque, produisant une sortie *DC*, nécessite un convertisseur *DC/AC* afin de raccorder sa sortie *AC* au réseau électrique. Dans cette configuration, plusieurs convertisseurs *DC/AC* individuels sont utilisés au lieu d'un convertisseur *DC/AC* commun. Cela signifie que chaque système énergétique dispose de son propre convertisseur. Le système de stockage d'énergie par batterie peut être connecté au bus AC commun via un convertisseur *DC/AC*, après l'utilisation d'un convertisseur bidirectionnel *DC/DC*, afin de mettre en œuvre les procédures recommandées de charge et de décharge des batteries. Toutes les sorties *AC* sont ainsi raccordées au bus AC commun. Pour le contrôle des sources éoliennes et photovoltaïques, des algorithmes *MPPT* sont également appliqués [66-68].

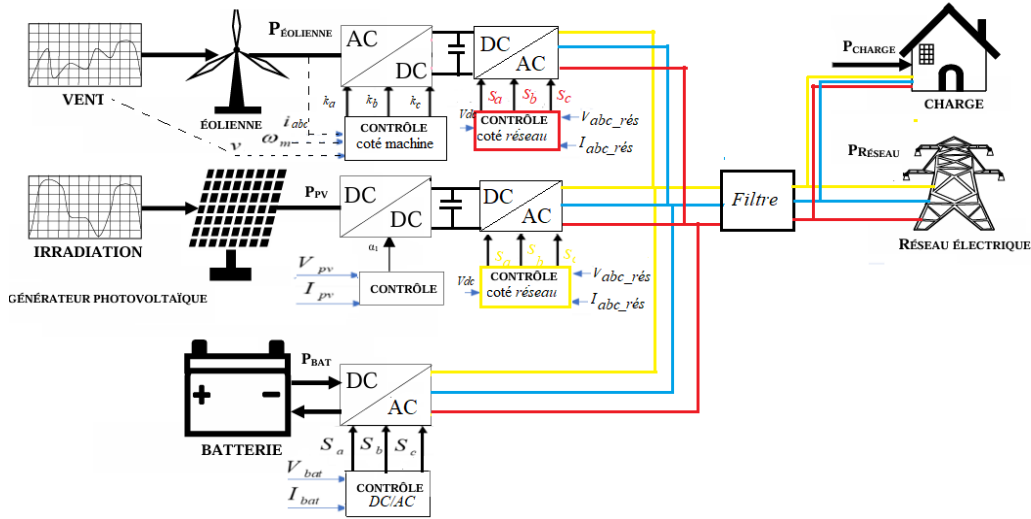


Figure I.17 : Schéma d'un système de puissance avec bus alternatif (AC)

I.10- Gestion des flux énergétiques dans un système hybride

Un système hybride éolien-photovoltaïque-batterie est conçu pour exploiter au maximum les avantages complémentaires de ces sources d'énergie. L'énergie photovoltaïque produit de l'électricité en journée, tandis que l'énergie éolienne peut être disponible à tout moment selon les conditions météorologiques. Les batteries, quant à elles, permettent de stocker l'excès d'énergie et de la restituer en cas de besoin.

Dans un tel système, plusieurs éléments interagissent [69] :

Le générateur PV est un élément essentiel du système hybride, car il convertit directement l'énergie solaire en électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Lorsqu'un photon frappe une cellule solaire, il libère des électrons, créant ainsi un courant électrique continu *DC*. Toutefois, cette électricité en courant continu ne peut pas être directement utilisée par les équipements domestiques ou injectée dans le réseau sans une conversion préalable. Pour pallier cette limitation, un convertisseur *DC/AC* est utilisé afin de transformer le courant continu en courant alternatif *AC*, compatible avec le réseau électrique ou les appareils consommateurs.

L'énergie éolienne, quant à elle, est produite grâce à l'action du vent sur les pales d'une éolienne. Lorsque le vent souffle, il entraîne la rotation du rotor, qui est relié à un générateur électrique. La quantité d'électricité produite dépend de plusieurs facteurs, notamment la vitesse du vent, la hauteur de l'éolienne et les caractéristiques du générateur. Cependant, la tension et la fréquence de sortie du générateur varient en fonction des conditions du vent, ce qui nécessite l'utilisation d'un convertisseur d'électronique de puissance.

Ce convertisseur adapte la tension et la fréquence pour assurer une compatibilité avec le réseau électrique ou les systèmes de stockage.

Dans ce système hybride, les batteries jouent un rôle fondamental en permettant de stocker l'énergie excédentaire produite par le photovoltaïque et l'éolien. L'électricité produite par ces sources renouvelables n'est pas toujours synchronisée avec la demande en énergie. Par exemple, une installation photovoltaïque produit principalement de l'énergie en journée, alors que la demande en électricité peut être plus élevée en soirée ou la nuit. De la même manière, l'énergie éolienne peut être générée en abondance à certaines périodes où la consommation est faible. Dans ces situations, au lieu de gaspiller l'excédent d'énergie, celui-ci est stocké dans les batteries pour être restitué ultérieurement, lorsque la production devient insuffisante. Ce stockage permet ainsi d'améliorer la continuité de l'alimentation et d'augmenter le taux d'autoconsommation des énergies renouvelables.

Le bon fonctionnement et la coordination de ces différentes sources d'énergie sont assurés par un système de gestion de l'énergie, connu sous le nom Energy Management System (EMS). Ce système joue un rôle central en supervisant et en contrôlant l'ensemble des flux énergétiques du système hybride. Il surveille en temps réel la production de l'éolienne et des panneaux photovoltaïques, ainsi que l'état de charge des batteries et la demande énergétique des charges connectées. En fonction de ces paramètres, l'EMS prend des décisions stratégiques pour optimiser la distribution de l'énergie, minimiser les pertes et garantir un approvisionnement fiable. Il peut, par exemple, prioriser l'utilisation de l'énergie photovoltaïque lorsque l'ensoleillement est suffisant, stocker l'énergie excédentaire dans les batteries lorsque la production dépasse la consommation, ou encore déclencher le déchargement des batteries en cas de déficit énergétique [70].

L'EMS intègre souvent des algorithmes avancés basés sur l'intelligence artificielle ou des modèles prédictifs, permettant d'anticiper la production et la consommation en fonction des prévisions météorologiques et des habitudes de consommation. Cette gestion intelligente permet d'optimiser l'efficacité énergétique, de prolonger la durée de vie des batteries en évitant les cycles de charge/décharge inutiles et de maximiser l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau.

L'interaction entre le générateur photovoltaïque, l'éolienne, le système de stockage par batterie et le système de gestion de l'énergie constitue l'essence même du système hybride. Une gestion efficace de ces éléments permet d'assurer une alimentation électrique stable et durable, en exploitant au maximum les ressources renouvelables disponibles et en réduisant la dépendance aux sources d'énergie conventionnelles.

I.10.1- Gestion des flux de puissance active

La puissance active représente l'énergie utile consommée par les charges électriques. Dans un système hybride, sa gestion repose sur l'équilibrage entre la production, la consommation et le stockage [71].

Le système de gestion énergétique doit être capable de :

- Prioriser les sources renouvelables : Lorsque l'énergie solaire et éolienne sont disponibles, elles doivent être utilisées en priorité pour alimenter les charges,
- Stocker l'excès d'énergie : Si la production excède la demande, le surplus est stocké dans les batteries pour une utilisation ultérieure,
- Compensation en cas de déficit : Lorsque la production renouvelable est insuffisante, l'énergie stockée est utilisée pour éviter un déficit d'alimentation.

Le contrôle de la puissance active est assuré à l'aide d'algorithmes de gestion intelligents. Parmi les approches les plus utilisées, on trouve les méthodes basées sur l'intelligence artificielle, la logique floue, ou encore les algorithmes d'optimisation (algorithmes génétiques ou réseaux neuronaux).

Une autre approche consiste à utiliser des stratégies prédictives basées sur des prévisions météorologiques pour anticiper la production et ajuster la gestion des flux en conséquence.

I.10.2- Méthodes de gestion et de contrôle du système hybride

Différentes approches peuvent être mises en place pour optimiser la gestion des flux énergétiques dans un système hybride. Parmi lesquelles [3,69,71] :

- Gestion par règles heuristiques : Cette méthode repose sur des règles prédéfinies qui dictent comment répartir l'énergie entre les charges, le stockage et l'injection dans le réseau. Elle est simple à implémenter mais peut manquer de flexibilité face aux variations des conditions météorologiques et de la demande,
- Algorithmes d'optimisation : Comme les algorithmes génétiques, la programmation linéaire et la programmation dynamique permettent de trouver la meilleure stratégie de gestion en fonction des objectifs définis (minimisation des coûts, maximisation de l'autoconsommation, réduction des pertes, etc.).
- Intelligence artificielle : L'apprentissage automatique et les réseaux neuronaux peuvent être utilisés pour prédire la production et la consommation, permettant ainsi une gestion proactive et plus efficace des flux d'énergie.
- Contrôle prédictif basé sur les prévisions météorologiques : Cette approche permet d'anticiper les fluctuations de la production et d'adapter la gestion énergétique en conséquence.

I.11- Apport de l'IA dans les Systèmes de Puissance Hybrides

La nature intermittente des énergies renouvelables pose plusieurs défis en matière de stabilité, d'efficacité et de gestion des flux énergétiques. Pour surmonter ces limitations, l'IA est aujourd'hui une solution incontournable. Les techniques basées sur les réseaux de neurones artificiels (ANN), la logique floue (Fuzzy Logic) et les systèmes auto-ajustables (Self-Tuning Fuzzy) permettent d'optimiser la production et la distribution de l'énergie tout en assurant une gestion dynamique et adaptative du stockage et de la consommation.

L'intelligence artificielle englobe plusieurs approches permettant d'améliorer la gestion des systèmes hybrides. Parmi les plus utilisées, on trouve :

I.11.1- Réseaux de Neurones Artificiels (ANN) dans l'Optimisation Énergétique.

Les ANN sont des modèles inspirés du fonctionnement des neurones biologiques. Ils sont largement utilisés dans les systèmes de puissance hybrides pour :

- La prévision de la production photovoltaïque et éolienne : les ANN permettent d'anticiper la production en fonction des conditions météorologiques (ensoleillement, vitesse du vent, température),
- L'optimisation du stockage : ils ajustent dynamiquement les niveaux de charge et de décharge des batteries pour maximiser l'efficacité énergétique,
- La prise de décision intelligente : les ANN apprennent à identifier les scénarios optimaux en analysant les données historiques et en s'adaptant aux variations du réseau [72].

I.11.2- Logique Floue (Fuzzy Logic) pour une Gestion Dynamique

Contrairement aux systèmes de contrôle classiques qui fonctionnent sur des seuils rigides, la logique floue (Fuzzy Logic) est une approche plus flexible qui permet de gérer les incertitudes et les variations des conditions réelles du réseau.

Dans un système hybride, la logique floue [73] est utilisée pour :

- Le contrôle intelligent des convertisseurs d'énergie : elle ajuste en temps réel les paramètres de conversion pour garantir une meilleure efficacité,
- L'équilibrage de la puissance active et réactive : en fonction de l'état du réseau, elle permet de minimiser les pertes et d'améliorer la stabilité,
- La gestion de la demande et de l'offre énergétique : elle prend des décisions en fonction de règles définies qui tiennent compte de plusieurs critères comme l'état des batteries, la disponibilité des

sources renouvelables et la consommation des charges.

L'utilisation de la logique floue permet ainsi d'obtenir une gestion plus adaptative et plus robuste des flux énergétiques.

I.11.3- Auto-ajustement « Self-Tuning Fuzzy Logic »

L'un des défis majeurs des systèmes flous classiques est la nécessité de définir manuellement les paramètres des règles de contrôle. Le Self-Tuning Fuzzy Logic améliore cette approche en ajustant dynamiquement les paramètres du système en fonction des variations du réseau et des conditions environnementales [74,75].

Ce type de contrôle est particulièrement efficace pour :

- L'optimisation automatique des paramètres de gestion énergétique : le système ajuste les seuils de stockage, de décharge et de répartition de la puissance sans intervention humaine,
- L'auto-apprentissage : il s'adapte progressivement en intégrant les nouvelles données et en ajustant ses règles pour maximiser l'efficacité du réseau,
- La réduction des erreurs et de l'instabilité : contrairement aux modèles classiques, le Self-Tuning Fuzzy permet d'éviter les surcompensations et les oscillations dans la gestion de l'énergie.

Des recherches récentes ont montré que l'intégration du contrôle flou à auto-ajustement (Self-Tuning Fuzzy Control) dans les systèmes de puissance hybrides permet de réduire significativement les fluctuations de tension et d'améliorer la stabilité globale du réseau. Par exemple, certains chercheurs ont développé un contrôleur *PID* auto-ajustable basé sur la logique floue pour le contrôle automatique de la génération (Automatic Generation Control-AGC) dans des réseaux intégrant diverses sources d'énergie renouvelable. Cette approche a permis de stabiliser efficacement la fréquence du système et de réduire les fluctuations de puissance, améliorant ainsi la fiabilité globale du réseau. D'autres travaux ont porté sur la conception d'un système de contrôle flou auto-adaptatif destiné à gérer la répartition de la puissance entre différentes sources dans un système hybride combinant un générateur diesel et des supercondensateurs.

Ce système s'est révélé particulièrement efficace lors de manœuvres dynamiques et de variations de tension. L'intégration de l'IA, représente une avancée majeure dans la gestion des systèmes de puissance hybrides. Grâce à ces techniques, il est possible d'optimiser la production, le stockage et la distribution d'énergie de manière plus efficace et plus stable.

I.12- Conclusion

Le présent chapitre a permis d'établir une vue d'ensemble structurée sur les systèmes hybrides dans le contexte de la transition énergétique mondiale. Dans un premier temps, nous avons abordé les problématiques énergétiques mondiales, notamment la raréfaction des ressources fossiles, l'instabilité des marchés de l'énergie, et les enjeux climatiques. Ces éléments renforcent la nécessité d'un passage vers des systèmes plus durables, intelligents et interconnectés.

Nous avons ensuite étudié les différentes méthodes de production d'électricité, en distinguant la production dans les réseaux interconnectés, les micro-réseaux, et les sites isolés.

Le chapitre a ensuite approfondi la notion de transition énergétique, en expliquant ses fondements, ses objectifs, et son importance pour les pays en développement comme l'Algérie. Une attention particulière a été accordée à la description des sources d'énergie, notamment les technologies photovoltaïques et éoliennes, avec une analyse approfondie de leurs principes, classifications, performances, et critères de choix des équipements (ex. : génératrices, types d'éoliennes, etc.).

Le chapitre a également traité des moyens de stockage de l'énergie, en se concentrant sur les batteries, leurs performances, leurs limites, et leur rôle. Les architectures de couplage (*DC*, *AC*, ou mixte).

Enfin, une attention particulière a été portée à la gestion des flux énergétiques, avec une présentation des principales stratégies : heuristiques, optimisées, intelligentes et prédictives. L'intégration de l'intelligence artificielle dans les systèmes hybrides s'impose comme une évolution incontournable.

Dans le chapitre suivant, nous approfondirons la description et la modélisation des sources d'énergie renouvelables, leur interaction avec le réseau industriel et les solutions de stockage adaptées à ces systèmes hybrides. Cette analyse permettra de mieux comprendre leur comportement, leurs performances et leur intégration dans des infrastructures énergétiques fiables et durables.

Références bibliographiques

- [1] C. J. Barnhart and S. M. Benson, "On the importance of reducing the energetic and material demands of electrical energy storage," *Energy & Environmental Science*, vol. 6, no. 4, pp. 1083–1092, 2013.
- [2] S. Few, O. Schmidt, G. J. Offer, N. Brandon, J. Nelson, et A. Gambhir, "Prospective improvements in cost and cycle life of off-grid lithium-ion battery packs: An analysis informed by expert elicitations," *Energy Policy*, vol. 114, pp. 578–590, 2018.
- [3] L. Croci, "Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs", thèse de doctorat, université de Poitiers, 2014.
- [4] H. Ge, Y.-C. Liang, et M. Marchese, "A modified particle swarm optimization-based dynamic recurrent neural network for identifying and controlling nonlinear systems," *Computers & Structures*, vol. 85, p. 1611 1622, 2007.
- [5] A. A. Heidari, H. Faris, I. Aljarah, et S. Mirjalili, "An efficient hybrid multilayer perceptron neural network with grasshopper optimization," *Soft Comput.*, vol. 23, no 17, p. 7941 7958, 2019.
- [6] François, A. «Modélisation et optimisation de réseaux électriques. Thèse de doctorat, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard». France, 2024.
- [7] Makrini, M. « Amélioration de l'intégration de l'énergie éolienne au réseau électrique de transport marocain». Thèse de doctorat, Université Mohammed V de Rabat. 2016.
- [8] Alam, M. S., Al-Ismail, F. S., Abido, M. A., & Salem, A. « High-Level Penetration of Renewable Energy with Grid: Challenges and Opportunities». arXiv preprint arXiv:2006.04638. 2020.
- [9] Moradi-Sepahvand, M., & Amraee, T. «Integrated Expansion Planning of Electric Energy Generation, Transmission, and Storage for Handling High Shares of Wind and Solar Power Generation». arXiv preprint arXiv:2310.05811. 2023.
- [10] A. S. Belfedhal, "Modélisation et Commande d'un système de production d'électricité Photovoltaïque-Éolien," thèse de doctorat, École Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2019.
- [11] Y. Sahri, « Contribution à la commande non linéaire et à la gestion d'énergie d'un système hybride d'énergies renouvelables », thèse de doctorat, Université de Béjaïa, Algérie, 2022.
- [12] MEDJBER, A. " Modélisation, contrôle et optimisation d'un système de production d'énergie hybride ". Thèse de doctorat, Université de Blida, 2017.
- [13] BELLAHSEN, A. " L'intelligence artificielle au service de l'optimisation de l'énergie dans les bâtiments intelligents ". Thèse de doctorat, Polytechnique Montréal, 2020.
- [14] KHAN, A. H., Omar, S., Mushtary, N., Verma, R., Kumar, D., & Alam, S. (2022). Digital Twin and Artificial Intelligence Incorporated With Surrogate Modeling for Hybrid and Sustainable Energy Systems. arXiv preprint arXiv:2210.00073.

- [15] **B. N, C. Chaudhary, D. Doda, et S. Kumar**, « Review on smart grids and renewable integration: An artificial intelligence-powered perspective », *Multidisciplinary Reviews*, vol. 6, p. 2023ss070, 2024.
- [16] **P. Smith et J. Doe**, "Electrification and Sustainable Development: A Global Perspective," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 14, no. 3, pp. 250-265, 2023.
- [17] **TOURE, M.** (2022). Les énergies renouvelables accélérateur de l'électrification rurale en Afrique subsaharienne : Cas du Mali. Thèse de doctorat, Conservatoire National des Arts et Métiers.
- [18] **BRAHIM, H.** "Investigations des différentes alternatives renouvelables et hybrides pour l'électrification des Université du Québec à Chicoutimi sites isolés" Thèse de doctorat, Université du Québec, 2008.
- [19] **KOUASSI, A.** (2019). Optimisation des systèmes photovoltaïques en très basse tension pour l'électrification rurale en Afrique de l'Ouest. Thèse de doctorat, Université Félix Houphouët-Boigny.
- [20] **ATTIK Nadjah**, "Contribution à la modélisation et au contrôle des systèmes à énergies renouvelable, application sur un système hybride PV/Éolien/système de stockage" Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas - Setif1, 2023.
- [21] **S. A. Belfedhal, E.M. Berkouk, Y. Messlem**, «Analysis of grid connected hybridrenewable energy system », *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2019.
- [22] **S. Nemsj, A. S. Belfedhal, L.Barazan**, « Role of Flywheel Energy Storage System in Microgrid », *Journal of Engineering Research and Technology*, Vol 3, No 3, 2016.
- [23] **S. Sinha et S. S. Chandel**, « Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic–wind based hybrid energy systems », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, p. 755-769. 2015.
- [24] **M. Hmida**, « Transition énergétique : les nouvelles technologies renouvelables et intelligentes pour un développement soutenable », thèse de doctorat, Université de Tunis El-Manar, 2023.
- [25] **A. Bigo**, « Les transports face au défi de la transition énergétique. Explorations entre passé et avenir, technologie et sobriété, accélération et ralentissement », thèse de doctorat, Institut Polytechnique de Paris, France, 2020.
- [26] **S. Fakih**, « Optimisation de l'intégration d'énergies renouvelables et de batteries en soutien aux réseaux électriques », thèse de doctorat, IMT Atlantique, France, 2023.
- [27] **Agence Internationale de l'Énergie**, "Aperçu et principales conclusions – Investissement énergétique mondial 2024," 2024.
- [28] **Agence internationale de l'énergie (AIE)**, « Scaling Up Private Finance for Clean Energy in Emerging and Developing Economies », juin 2023.

[29] **Renewables 2024**. Global Status Report. Global Overview 2024. Available at: https://www.ren21.net/gsr2024_GO_report.

[30] **BELMOKHTAR, Karim**, «Contribution à l'intégration d'un parc éolien à un réseau électrique autonome, avec stockage d'énergie sous forme d'hydrogène », Diss.Université du Québec à Trois-Rivières, 2015.

[31] **D.H. Tran**, "Conception optimale intégrée d'une chaîne éolienne "passive" : Analyse de robustesse, validation expérimentale", thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2010.

[32] **K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada**, « Maximum photovoltaic powertracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions», *IEE Proc.Generation Transmission Distrib.* 142 (1), pp. 59–64, 1995.

[33] **W. G. Adams and R. E. Day**, "The action of light on selenium," *Proc. Roy. Soc. London*, vol. 25, pp. 113–117, 1876.

[34] **A. Luque and S. Hegedus**, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2011.

[35] **M. A. Green**, "Photovoltaics: Technology overview," *Energy Policy*, vol. 28, no. 14, pp. 989–998, 2000.

[36] **N. Mennai, A. Medoued, Y. Soufi**, "A detailed model and control strategy for a three-phase grid-connected PV system: a case study of Oued El Kebrit 15 MWp PV plant," *Electrical Engineering*, 4 septembre 2024.

[37] **Mon-Panneau-Solaire.info**, "Prix panneau solaire m² : combien coûte vraiment l'énergie solaire ?", 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://mon-panneau-solaire.info/installation/prix-panneau-solaire-m2/>

[38] **La Primé Énergie**, "Prix panneaux solaires : coût d'installation et rentabilité en 2025", 2025. <https://www.laprimeenergie.fr/les-travaux/le-panneau-solaire/prix>

[39] **J. Li, R. Li, Y. Jia, et Z. Zhang**, "Prediction of I–V Characteristic Curve for Photovoltaic Modules Based on Convolutional Neural Network," *Sensors*, vol. 20, no. 7, p. 2119, 2020.

[40] **R. D. A. Almunem, D. H. Muhsen, H. T. Haider, et T. Khatib**, "A novel hybrid method for modeling of photovoltaic module I–V characteristic curve by using artificial intelligence-based solver and multi-criteria decision making," *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 238, no. 3, pp. 263–277, 2024.

[41] **A. Ouanoughi**, "Amélioration d'absorption des cellules solaires par l'utilisation des cristaux photoniques en couches minces," Université Mohamed Boudiaf - M'sila, 2018.

[42] **M. N. Kassim**, "Performance and Techno-Economic Analysis of Monocrystalline, Multicrystalline and Amorphous Silicon-Based Stand-Alone Photovoltaic Power System in Malaysian Field Conditions," Universiti Teknologi MARA, 2005.

[43] **M. K. Jamil**, "Historical Evolution and Technological Advancements in Wind Energy Conversion Systems," Ph.D. dissertation, Dept. of Mechanical Engineering, University of Engineering and Technology, Pakistan, 2021.

[44] **L. Dupont**, "Développement et impact des technologies éoliennes sur la transition énergétique," Ph.D. thesis, Université de Grenoble, France, 2018.

[45] **J. A. Ramirez et al.**, "Review on Wind Turbine Technology: History, Current Status and Future Prospects," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 1-14, 2017.

[46] **M. Islam, N. F. Nasir, and R. Saidur**, "Classification and performance analysis of wind turbines: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2410-2428, Jan. 2018.

[47] **S. Rehman and A. M. A. Al-Sulaiman**, "Types, classification and performance of wind turbines," *Energy Reports*, vol. 4, pp. 440-447, 2018.

[48] **Y. Li and Y. Shi**, "Recent advances in wind turbine technology and classification," *Renewable Energy*, vol. 148, pp. 90-105, Nov. 2020.

[49] **A. P. Saini and R. K. Bhatia**, "A comprehensive review on horizontal axis and vertical axis wind turbines," *Materials Today: Proceedings*, vol. 38, pp. 2956-2963, 2021.

[50] **S. J. Watson and L. A. C. Lopes**, "Generators for wind turbines: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 1273-1286, Mar. 2017.

[51] **M. A. Rahman, M. Negnevitsky, and L. Ran**, "Wind turbine generator systems: Modeling and control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 2257-2264, May 2017.

[52] **J. A. Ferreira, R. Teodorescu, and P. Rodriguez**, "Overview of wind turbine technology," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 2, pp. 25-35, Jun. 2010.

[53] **G. Tang, J. Dai, and Y. Zhang**, "A review of the recent research on control of wind turbine generator systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, pp. 516-530, Sep. 2018.

[54] **S. M. Mueen**, "Wind turbine generator systems: state-of-the-art," *Renewable Energy*, vol. 117, pp. 262-279, Apr. 2018.

[55] **RAHMOUNI, Soumia, NEGROU, Belkhir, SETTOU, Noureddine**, et al. Prospects of hydrogen production potential from renewable resources in Algeria. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, vol. 42, no 2, p. 1383-1395.

[56] **R. Hammouche**, Atlas vent de l'Algerie. Alger : Office National de la Météorologie, 1991.

[57] **M. Y. Hassan, M. M. A. Salama, and R. A. Al-Nemrat**, "Energy storage systems in standalone renewable energy systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 116, p. 109417, Jan. 2020.

[58] **J. Yang, Z. Chen, and Y. Chen**, "Optimal sizing and operation of energy storage systems in off-grid renewable power generation systems: A review," *Applied Energy*, vol. 230, pp. 41-60, Sep. 2018.

[59] **B. Scrosati, J. Garche, and W. Tillmetz**, "Advances in batteries for large- and medium-scale energy storage: Status, challenges, and outlook," *Journal of Power Sources*, vol. 364, pp. 1–11, Oct. 2017.

[60] **E. Blumbergs, V. Serga, E. Platacis, M. Maiorov, et A. Shishkin**, « Cadmium Recovery from Spent Ni-Cd Batteries: A Brief Review », *Metals*, vol. 11, p. 1714, 2021.

[61] **QUENTIN Lemarie**, " Développement et caractérisation in situ d'électrodes positives pour batteries Lithium/Soufre", Thèse de doctorat de l'université de Lyon, 2020.

[62] **A. K. Koech, G. Mwandila, F. Mulolani, et P. Mwaanga**, « Lithium-ion battery fundamentals and exploration of cathode materials: A review », *South African Journal of Chemical Engineering*, vol. 50, p. 321 339, 2024.

[63] **Y. Gao, Z. Pan, J. Sun, Z. Liu, et J. Wang**, « High-Energy Batteries: Beyond Lithium-Ion and Their Long Road to Commercialisation », *Nano-Micro Lett.*, vol. 14, no 1, p. 94, 2022.

[64] **U.-H. Kim, S.-B. Lee, N.-Y. Park, S. J. Kim, C. Yoon, et Y.-K. Sun**, « High-Energy-Density Li-Ion Battery Reaching Full Charge in 12 min », *ACS Energy Letters*, vol. 7, p. 3880 3888, 2022.

[65] **H. Kakigano, Y. Miura, and T. Ise**, "Low-voltage bipolar-type DC microgrid for super high quality distribution," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, pp. 3066–3075, Dec. 2010.

[66] **S. Kamel, A. Chaouachi, and K. Nagasaka**, "Overview of hybrid renewable energy systems (HRES) for off-grid applications," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, 2013.

[67] **T. Dragicevic, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero**, "DC Microgrids – Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 7, pp. 4876–4891, Jul. 2016.

[68] **B. Kroposki et al.**, "Achieving a 100% renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, Mar.-Apr. 2017.

[69] **P. K. Sharma et al.**, « Energy storage system based on hybrid wind and photovoltaic technologies », *Measurement: Sensors*, vol. 30, p. 100915, déc. 2023.

[70] **N. A. S. Elminshawy, S. Diab, Y. El. S. Yassen, et O. Elbaksawi**, « An energy-economic analysis of a hybrid PV/wind/battery energy-driven hydrogen generation system in rural regions of Egypt », *Journal of Energy Storage*, vol. 80, p. 110256, mars 2024.

◆ [71] **P. Gajewski et K. Pieńkowski**, « Control of the Hybrid Renewable Energy System with Wind Turbine, Photovoltaic Panels and Battery Energy Storage », *Energies*, vol. 14, no 6, Art. no 6, janv. 2021.

[72] **K. Khessiba**, "Stratégies d'optimisation des hyper-paramètres de réseaux de neurones artificiels," Thèse de doctorat, Univ. de Lorraine, France, 2024.

[73] **T. Bouktir**, "Contribution à l'Optimisation de l'Écoulement de Puissance en Utilisant la Logique Floue Associée aux Réseaux de Neurones Neuro-Flou," Thèse de doctorat, Univ. de Annaba, Algérie, 2005.

[74] **M. Güzelkaya, I. Eksin, et E. Yeşil**, "Self-Tuning of PID-Type Fuzzy Logic Controller Coefficients via Relative Rate Observer," *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 16, no. 3, pp. 227–236, 2003.

[75] **P. Melba Mary et N. S. Marimuthu**, "Design of Self-Tuning Fuzzy Logic Controller for the Control of an Unknown Industrial Process," *IET Control Theory & Applications*, vol. 2, no. 6, pp. 500–509, 2008.

Chapitre II

Description et modélisation des sources renouvelables connectées au réseau industriel et stockage.

II.1- INTRODUCTION

Le deuxième chapitre est consacré à la configuration et à la modélisation du système global de production et de gestion d'énergie hybride. L'objectif est de représenter mathématiquement les différents composants du système afin de permettre une analyse approfondie de leur comportement et de leur interaction.

Dans un premier temps, la structure globale du système sera décrite, mettant en évidence les différentes sources d'énergie renouvelables intégrées ainsi que les éléments permettant d'assurer le stockage et la distribution de l'énergie.

Ensuite, une modélisation détaillée des composants principaux est présentée :

- Le générateur éolien et le générateur photovoltaïque, qui constituent les sources primaires d'énergie,
- Le bus continu, qui joue un rôle central dans la distribution de l'énergie au sein du système,
- Le système de stockage basé sur des batteries lithium-ion, utilisé pour pallier les fluctuations de la production et de la demande,
- Le réseau électrique, qui constitue une alternative en cas d'insuffisance de production,
- Les convertisseurs de puissance (DC/DC , AC/DC , DC/AC), indispensables pour adapter les niveaux de tension et assurer la compatibilité entre les différentes sources et charges,
- Les filtres, qui permettent d'améliorer la qualité du signal et d'atténuer les perturbations électriques.

Par ailleurs, une description détaillée de la plateforme de simulation utilisée pour tester et valider les performances du système sera également fournie. Cette présentation inclura les simulateurs dédiés aux différentes parties du système, tels que le générateur éolien, le générateur photovoltaïque, le module de batterie et le module réseau électrique.

L'ensemble de ces modélisations et simulations fournira une base solide pour les chapitres suivants, où seront développées les stratégies de commande et d'optimisation du système hybride.

II.2 Intégration des sources d'énergie renouvelable dans le réseau électrique

II.2.1 Description et contrôle du système

Le système en question est illustré dans la figure II.1. Il est constitué de sources d'énergie renouvelable (éolienne et solaire) ainsi que d'une batterie, toutes raccordées au réseau par l'intermédiaire d'un onduleur.

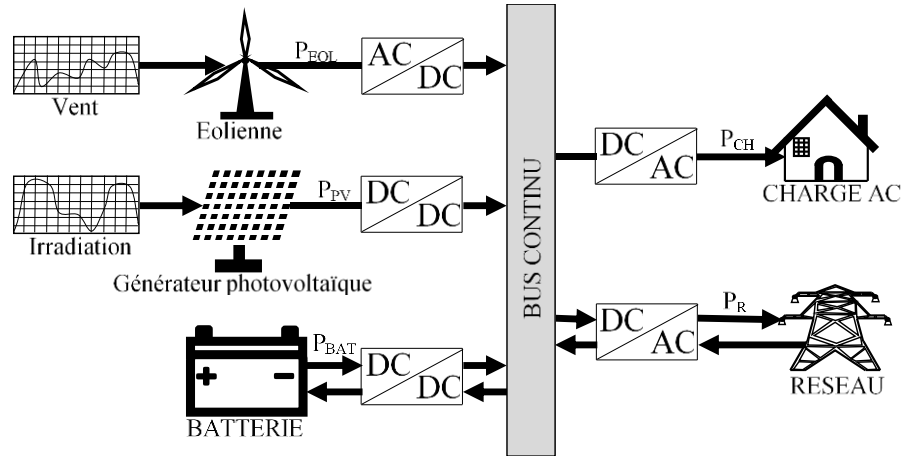


Figure II.1 : Schéma d'un système d'énergie renouvelable, une batterie connectée au réseau électrique en AC.

Une source d'énergie renouvelable peut être une source d'alimentation en courant continu (CC), comme un système de stockage d'énergie par batterie ou un PV, ou encore une source en AC redressée en CC, comme une éolienne ou une micro turbine. Dans ces cas, des convertisseurs électroniques de puissance supplémentaires (AC/DC et DC/DC) peuvent être intégrés à la source afin de générer ou de réguler la tension ou le courant en courant continu, maximisant ainsi l'extraction de puissance du générateur renouvelable.

Le flux d'énergie est toujours dirigé des sources renouvelables vers le réseau AC, avec l'utilisation de batteries [1]. L'onduleur joue un rôle clé en contrôlant la tension en courant continu vue par la source d'énergie renouvelable et en ajustant le facteur de puissance du réseau électrique. Le bloc de gestion de l'énergie pilote la tension CC afin d'injecter la totalité de l'énergie produite dans le réseau et d'optimiser la récupération de puissance de la source renouvelable.

L'intégration de l'énergie éolienne au réseau AC offre plusieurs avantages majeurs, notamment [2] :

- Coût compétitif : À conditions équivalentes, l'énergie éolienne peut rivaliser avec le nucléaire, le pétrole et le gaz,
- Énergie propre : Aucune émission de dioxyde de carbone,
- Stabilité des coûts : Protection contre la volatilité des prix des combustibles fossiles,
- Sécurité d'approvisionnement : Réduction de la dépendance aux importations d'énergie,
- Installation rapide et modulaire : Mise en place efficace et évolutive,
- Production d'énergie en masse : Capacité équivalente aux sources conventionnelles,
- Compatibilité avec l'utilisation des sols : Autorise la continuation des activités industrielles et agricoles à proximité.

II.2.2- Configuration globale du système éolien étudié

Le système éolien adopté dans notre travail, dont l'architecture globale est illustrée par la figure II.2, est principalement composé d'une turbine raccordée au rotor d'une *GSAP*. Le stator de cette génératrice est connecté à un redresseur triphasé à *MLI*. La sortie du redresseur est raccordée à un bus continu de tension V_{dc} constante, ce dernier alimente un onduleur triphasé à *MLI* avec injection de courants sinusoïdaux dans le réseau.

L'amélioration de la commande de l'onduleur triphasé à *MLI* est une piste intéressante pour satisfaire les exigences imposées par les distributeurs d'énergie.

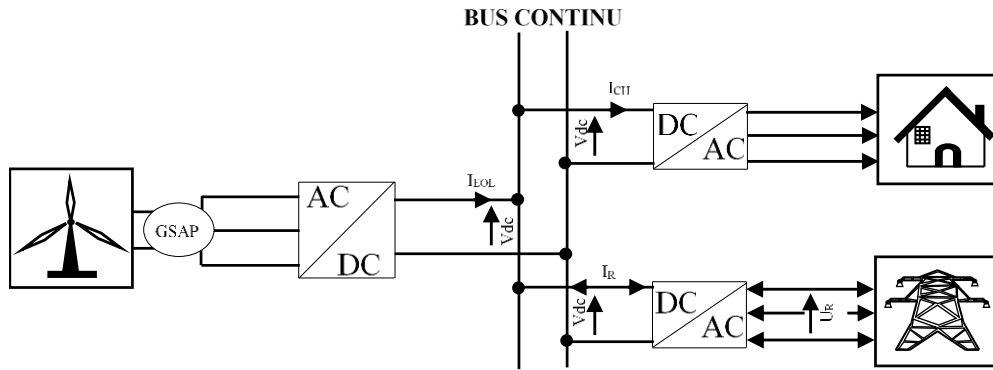


Figure II.2 : La configuration du système éolien adoptée.

En raison de la nature intermittente de l'énergie éolienne, la puissance générée est variable. Le bus *DC* joue un rôle fondamental dans le transfert de cette puissance variable du système de conversion d'énergie éolienne (*SCEE*) au réseau.

Les *SCEE* sont représentés comme des sources de courant qui sont connectées sur le bus *DC* d'un onduleur d'interfaçage vers le réseau [3].

Le courant injecté par les *SCEE* dans le bus *DC* à une tension V_{dc} est exprimé par :

$$I_{EOL} = \frac{P_{SCEE}}{V_{dc}} \quad \text{II.1}$$

Où P_{SCEE} est la puissance générée par les *SCEE*.

II.2.3- Modélisation de la vitesse du vent

Le vent peut être représenté par une grandeur aléatoire définie par des paramètres statistiques. La vitesse du vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps : $V = f(t)$.

Dans nombreux travaux sur la modélisation du vent ont été réalisés. L'un des principes retenus consiste à générer l'allure temporelle du vent à partir d'un bruit blanc sur lequel on applique une fonction de transfert

à déterminer. Les paramètres de cette fonction de transfert dépendent de grandeurs caractéristiques du site et de la nature du vent. La vitesse du vent va être décomposée en deux composantes [4] : une composante turbulente du vent $v_T(t)$, composante lente V_{moy} .

$$V(t) = V_{moy} + v_T(t) \quad \text{II.1.}$$

La vitesse du vent sera modélisée sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques [5] :

$$V(t) = A + \sum_{n=1}^i (a_n \cdot \sin(b_n \cdot w_v \cdot t)) \quad \text{II.2.}$$

$$V(t) = 6.5 + 0.2 \sin(0.1047t) + 2 \sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2 \sin(3.6645t) \quad \text{II.3.}$$

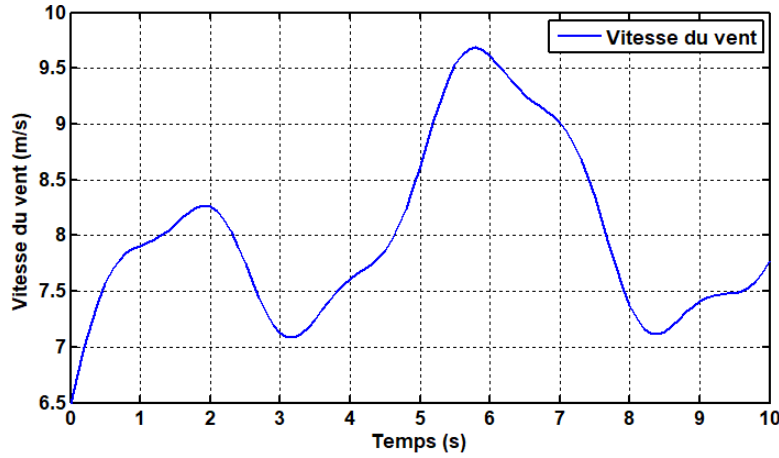


Figure II.3 : Profil du vent.

II.3- Conversion de l'énergie éolienne

On peut écrire l'énergie cinétique d'une colonne d'air de longueur dx , de section S , de masse volumique ρ , animée d'une vitesse V [6] :

$$dE_c = \frac{1}{2} \rho S dx V^2 \quad \text{II.4}$$

La puissance de la masse d'air P_{vent} qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne est donnée par [7] :

$$P_{vent} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho S V^3, \quad S = \pi R^2 \quad \text{II.5}$$

Avec :

ρ : étant la masse volumique de l'air (Kg/m^3), approximativement 1.225 Kg/m^3 à la pression atmosphérique à 15°C .

V : Vitesse du vent (m/s).

S : Surface balayée par le rotor (balayée par les pales) [m^2].

R : Rayon du rotor de la turbine à vent [m].

On peut voir d'après l'expression (II.5) que la puissance éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, c'est-à-dire qu'une légère augmentation de la vitesse du vent entraînera une augmentation significative de la puissance éolienne.

De plus, la puissance peut également être augmentée en agrandissant le rayon du rotor de l'éolienne, car elle est proportionnelle au carré du diamètre du rotor. Cependant, la puissance donnée par l'expression (II.5) ne représente que la puissance maximale pouvant être extraite du flux de vent ayant une vitesse V et traversant la surface balayée par l'éolienne de rayon R .

En réalité, seule une partie de cette puissance potentielle peut être captée par l'éolienne. En 1919, le scientifique allemand Albert Betz a tenté de modéliser l'interaction des particules d'air (le vent) traversant une éolienne. Selon la théorie de Betz, après avoir percuté les pales du rotor de l'éolienne, la vitesse du vent diminue de V_1 à V_2 . Cela signifie que lorsqu'il traverse les pales de l'éolienne, une partie de l'énergie cinétique du vent reste encore inutilisée.

La relation entre la puissance captée par l'éolienne et la puissance maximale disponible dans le vent peut être exprimée comme suit [8] :

$$P_{\text{turbine}} = C_p * P_{\text{vent}} \quad \text{II.6}$$

Où P_{turbine} est la puissance mécanique extraite par l'éolienne et C_p est le coefficient de puissance de l'éolienne. Le coefficient de puissance $C_p = f(\lambda, \beta)$ éolien peut être déterminé en utilisant la relation empirique suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(C_2 \frac{1}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-C_5 \frac{1}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \quad \text{II.7}$$

(λ est le rapport de la vitesse relative et β est l'angle de calage des pales).

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad \text{II.8}$$

$$\lambda = \frac{\omega_m r}{V_\omega} \quad \text{II.9}$$

Où ω_m est la vitesse angulaire du générateur de l'éolienne

Les coefficients C_1 à C_6 sont : $C_1=0.5176$, $C_2=116$, $C_3=0.4$, $C_4=5$, $C_5=21$ et $C_6=0.0068$.

Les caractéristiques $C_p = f(\lambda, \beta)$, pour différentes valeurs de l'angle de calage β , sont illustrées dans la figure II.4. La valeur maximale de C_p ($C_{pMAX}=0.48$) est atteinte pour $\beta=0^\circ$ et $\lambda=8.1$. Cette valeur particulière de λ est définie comme la valeur nominale (λ_{nom}).

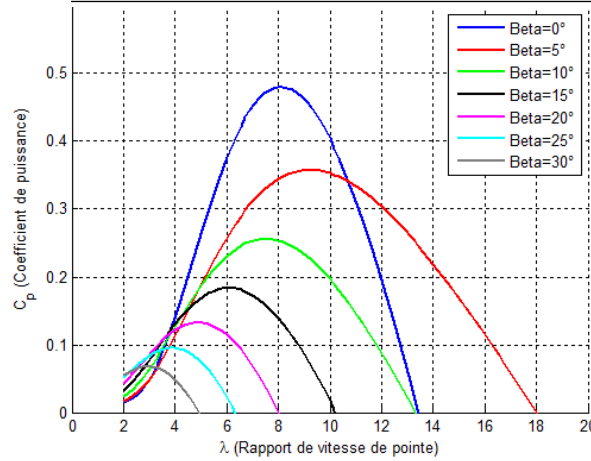


Figure II.4 : $C_{p,\lambda}$ pour différentes valeurs de l'angle de calage β .

L'angle de calage β est l'angle entre l'orientation de la pale et le vecteur de vitesse du vent. Lorsque $\beta=0$, la pale est totalement exposée à la vitesse du vent, ce qui permet à l'éolienne de capter la puissance maximale du vent. L'angle des pales est généralement maintenu à zéro degré lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse nominale du système, afin d'assurer une efficacité maximale de la capture d'énergie.

Lorsque la vitesse du vent devient supérieure à la valeur nominale, la puissance captée par le système dépasse la puissance nominale si l'angle de pale reste inchangé à zéro degré. Cela entraîne un fonctionnement du générateur et des dispositifs de puissance à des niveaux supérieurs à leurs capacités nominales, ce qui peut être nuisible pour le système en cas d'exposition prolongée.

Pour cette raison, un système de contrôle permettant d'ajuster l'angle des pales en fonction des différentes conditions de vent est nécessaire pour l'éolienne.

II.3.1- Modélisation du Générateur Synchron à Aimants Permanents (GSAP)

Le GSAP est largement utilisé en raison de ses nombreux avantages : absence de circuit d'excitation, générateur sans engrenage (pas de boîte de vitesses), haute efficacité et faible maintenance [9].

Dans les systèmes éoliens à entraînement direct, utilisés pour convertir l'énergie mécanique en énergie électrique, les GSAP jouent un rôle essentiel. Pour concevoir des algorithmes de commande de la machine et analyser les caractéristiques en régime permanent et dynamique des systèmes de conversion d'énergie éolienne, une modélisation mathématique rigoureuse du GSAP est indispensable.

Dans cette section, le modèle mathématique d'un GSAP dans un référentiel synchrone en rotation (d - q) sera développé. Le schéma du GSAP est présenté dans la figure II.5.

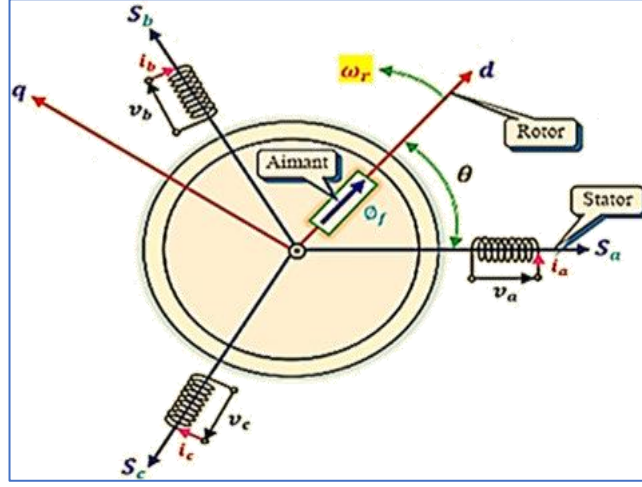


Figure II.5 : Schéma du GSAP dans le référentiel d - q .

Les tensions du stator du GSAP sont exprimées dans le référentiel d - q par les équations électriques suivantes :

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + L_s \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_r \cdot L_q \cdot i_{qs} \\ v_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + L_s \frac{di_{qs}}{dt} - \omega_r \cdot L_d \cdot i_{ds} + \omega_r \cdot \Phi_f \end{cases} \quad \text{II.10}$$

En convention génératrice on inverse le sens des courants on aura donc les équations électriques de la GSAP comme suit :

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s \cdot i_{ds} - L_s \cdot \frac{di_{ds}}{dt} + \omega_r \cdot L_q \cdot i_{qs} \\ v_{qs} = -R_s \cdot i_{qs} - L_s \cdot \frac{di_{qs}}{dt} - \omega_r (L_d \cdot i_{ds} - \Phi_f) \end{cases} \quad \text{II.11}$$

Où v_{ds} et v_{qs} sont les tensions instantanées du stator dans le référentiel des axes d - q , et i_{ds} et i_{qs} sont les courants instantanés du stator dans ce même référentiel.

Ici, L_d et L_q représentent respectivement les inductances selon les axes d - q , R_s est la résistance de phase du stator, et ω_r est la vitesse angulaire électrique du rotor. Quant à Φ_f , il s'agit du flux magnétique maximal par phase généré par les aimants permanents montés sur le rotor. Par ailleurs, l'expression du couple électromagnétique lorsque la composante directe i_{ds} est prise égale à zéro afin d'obtenir un couple maximal est donné par l'équation suivante :

$$C_e = \frac{3}{2} N_p \left[(L_d - L_q) i_{qs}^2 + i_{qs} \Phi_f \right] \quad \text{II.12}$$

Étant donné que $L_d = L_q$, alors :

$$C_e = \frac{3}{2} N_p i_{qs} \Phi_f \quad \text{II.13}$$

Où N_p c'est le nombre de pair de pôles

L'équation de la dynamique de la GSAP est donnée comme suit :

$$C_m - C_e - f\Omega = j \frac{d\Omega}{dt} \quad \text{II.14}$$

C_m représente le couple moteur, $f\Omega$ est le couple de frottements visqueux, j est le moment d'inertie de la machine.

II.3.2- Modélisation du bus continu

Nous avons utilisé un convertisseur à deux niveaux pour réaliser la connexion au réseau du système hybride (Figure II.6) via un filtre RL qui a pour objectif d'éliminer les fréquences harmoniques issues du fonctionnement en commutation du convertisseur. Cette structure du système global, offre l'avantage d'assurer l'équilibrage du bus continu. L'utilisation du convertisseur électronique à source de tension pour réaliser la connexion au réseau permet le réglage des courants envoyés vers le réseau ainsi l'échanger de la puissance active et réactive avec le réseau et donc leurs phases et leurs amplitudes [10,11]. La commande de ce convertisseur est conçue pour atteindre deux objectifs principaux : Le réglage de la tension du bus continu et le contrôle de la puissance réactive, ainsi il injecte des courants sinusoïdaux synchrones avec celles du réseau.

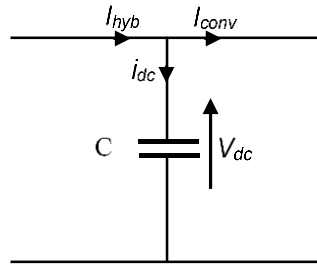


Figure II.6 : Structure du système coté réseau.

La tension aux bornes du condensateur du convertisseur coté réseau est donnée par :

$$C \frac{dv_{dc}}{dt} = i_{hyb} - i_{conv} = i_{dc} \quad \text{II.15}$$

i_{hyb} : Courant issu de système hybride (éolien/PV/Bat),

i_{conv} : Courant modulé par le convertisseur,

C : la capacité de condensateur du bus continu.

II.3.3- Filtre RL intermédiaire

En appliquant la loi des mailles, on trouve :

$$\begin{bmatrix} V_{m1} \\ V_{m2} \\ V_{m3} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} i_{r1} \\ i_{r2} \\ i_{r3} \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{r1} \\ i_{r2} \\ i_{r3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} \quad \text{II.16}$$

Avec :

V_{m1}, V_{m2}, V_{m3} : Tensions simples modulées par le convertisseur coté réseau dans le repère triphasé.

i_{r1}, i_{r2}, i_{r3} : Courants à travers le filtre,

R_f, L_f : La résistance et l'inductance du filtre,

v_{s1}, v_{s2}, v_{s3} : Tensions simples du réseau.

En appliquant la transformation de Park au système II.16, on trouve le système biphasé suivant :

$$V_{md} = R_f i_{rd} + L_f \frac{di_{rd}}{dt} - L_f \omega_s i_{rq} + v_{sd} \quad \text{II.17}$$

$$V_{mq} = R_f i_{rq} + L_f \frac{di_{rq}}{dt} + L_f \omega_s i_{rd} + v_{sq} \quad \text{II.18}$$

Avec :

V_{md}, V_{mq} : Les tensions modulées par le convertisseur dans le repère de Park.

v_{sd}, v_{sq} : Les tensions du réseau dans le repère de Park.

i_{rd}, i_{rq} : Les composante directe et quadratique des courants de filtre.

Les tensions aux bornes des bobines V_{bd}, V_{bq} sont exprimées par :

$$V_{bd} = R_f i_{rd} + L_f \frac{di_{rd}}{dt} \quad \text{II.19}$$

$$V_{bq} = R_f i_{rq} + L_f \frac{di_{rq}}{dt} \quad \text{II.20}$$

Les deux équations (II.17) et (II.18) deviennent :

$$V_{md} = V_{bd} - L_f \omega_s i_{rq} + v_{sd} \quad \text{II.21}$$

$$V_{mq} = V_{bq} + L_f \omega_s i_{rd} + v_{sq} \quad \text{II.22}$$

Nous pouvons représenter le filtre par une fonction de transfert pour chaque axe de Park dont l'entrée est la tension aux bornes des bobines et la sortie le courant à travers le filtre et on peut écrire :

$$G(s) = \frac{i_{rd}(s)}{V_{bd}(s)} = \frac{i_{rq}(s)}{V_{bq}(s)} = \frac{1}{R_f + sL_f} \quad \text{II.23}$$

II.3.4- Boucle PLL (Phase locked loop)

Les techniques de boucle à verrouillage de phase et de synchronisation sont l'un des problèmes les plus importants pour l'interface connexion au réseau des systèmes de production d'énergie distribuée.

Plusieurs recherches ont été fournies dans la littérature, telle que [12] qui présente une étude complète de la boucle à verrouillage de phase récemment développée et les méthodes de synchronisation dont un guide de comparaison et de sélection de seize techniques pour des applications spécifiques est fourni. Dans [13] une modélisation de différentes PLL triphasée a été réalisée. Ces PLL sont conçues autour d'un modèle des tensions réseaux distinguant la PLL dans le domaine de Park, la PLL SVF (Space Vector Filter) et la SVF étendue. Une sélection de ces dernières a été effectuée face à différents défauts réseaux. Notons que la PLL dans le domaine de Park ou SF-PLL (Synchronous Frame) est appropriée à notre étude malgré ses limitations surtout face au creux de tension ainsi la pollution harmonique. Le principe de cette méthode est de considérer les équations du réseau triphasé dans un repère de Park dont l'orientation se fait selon l'axe direct ou quadratique de Park. La boucle à verrouillage de phase consiste à asservir l'angle de phase arbitraire à l'angle de référence comme le montre la figure II.7.

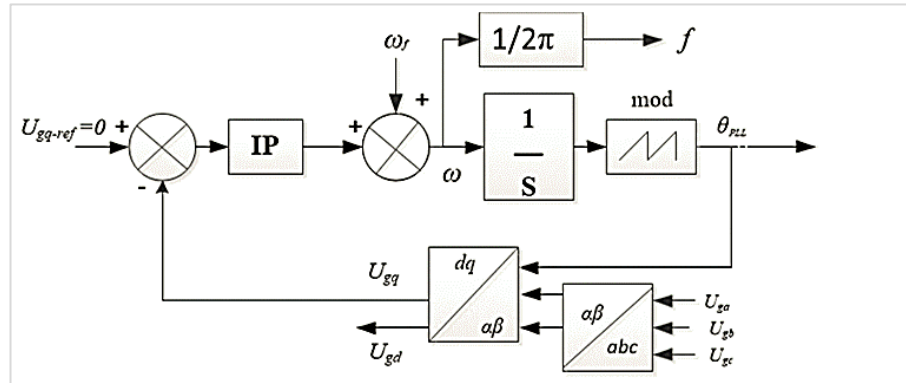


Figure II.7 : Structure de principe de la PLL.

La transformation de Concordia est d'abord appliquée aux tensions simples du réseau U_{ga} ; U_{gb} ; U_{gc} . Les tensions ainsi obtenues sont ensuite exprimées dans le repère de Park par une rotation $R(\theta_{PLL})$. L'angle de rotation θ_{PLL} estimé est issu de l'intégration de la pulsation estimée ω du réseau. La pulsation du repère tournant doit être identique à la pulsation des tensions du réseau. La structure de cette estimation est obtenue par l'utilisation d'un contrôle en boucle fermée de la composante U_{ga-ref} .

Le correcteur utilisé est de type Intégral Proportionnel (IP). Ce dernier a été choisi parce qu'il ne présente pas de zéro dans la fonction de transfert en boucle fermée et permet d'avoir un système du second ordre à stabilité absolue. La fonction de transfert en boucle fermée s'écrit alors :

$$F_{BF}(s) = \frac{1}{\frac{1}{K_i K_p} s^2 + \frac{1}{K_i} s + 1} \quad \text{II.24}$$

II.3.5- Modélisation des convertisseurs

Le redresseur est un convertisseur de l'électronique de puissance qui permet de convertir une tension alternative en une tension continue unidirectionnelle.

Contrairement aux redresseurs classiques, les redresseurs à *MLI* (figure II.8) sont réalisés à l'aide de Semi-conducteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture. La possibilité de commande à l'ouverture permet un contrôle total du convertisseur, parce que les interrupteurs peuvent être commutés, selon les besoins, aussi bien à la fermeture qu'à l'ouverture avec une fréquence assez élevée.

Il y a deux manières de mettre en application des redresseurs *MLI* ; comme redresseur à source de courant, et redresseur à source de tension [14].

Le redresseur de tension fonctionne en gardant la tension du bus continu à une valeur de référence désirée, en utilisant une commande en boucle fermée. Pour accomplir cette tâche, la tension du bus continu V_{dc} est mesurée et comparée avec une tension de référence V_{dc-ref} , le signal d'erreur qui en résulte est employé pour commuter les six interrupteurs du redresseur à la fermeture et à l'ouverture. De cette façon, la puissance peut s'écouler dans les deux sens selon les conditions de la tension du bus continu V_{dc} mesurée aux bornes du condensateur 'C'.

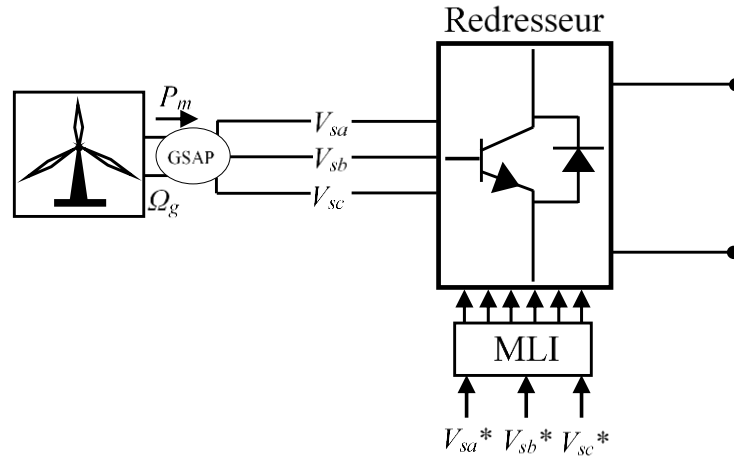


Figure II.8 : topologie de base d'un redresseur de tension.

La commande *MLI* peut contrôler, non seulement, la puissance active, mais également la puissance réactive, ce type de redresseur permet la correction du facteur de puissance. En outre, les formes d'onde des courants de la source peuvent être maintenues comme presque sinusoïdales, ce qui réduit la distorsion de la source.

Le courant de ligne i est commandé par la chute de tension produite par l'inductance L et la résistance R de la ligne et la tension d'entrée du redresseur V . Le pont redresseur est constitué de trois bras avec deux transistors (MOSFET, IGBT,...) en antiparallèle avec des diodes.

Tableau II .1 : Huit états possibles des interrupteurs

K	Sa	Sb	Sc	Vab	Vbc	Vca
0	1	0	0	Udc	0	-Udc
1	1	1	0	0	Udc	-Udc
2	0	1	0	-Udc	0	Udc
3	0	1	1	-Udc	0	-Udc
4	0	0	1	0	-Udc	Udc
5	1	0	1	Udc	-Udc	0
6	0	0	0	0	0	0
7	1	1	1	0	0	0

De ce tableau on peut écrire les tensions d'entrée redresseur d'une manière générale comme suit [15] :

$$\begin{cases} u_{ab} = (S_a - S_b) V_{dc} \\ u_{bc} = (S_b - S_c) V_{dc} \\ u_{ca} = (S_c - S_a) V_{dc} \end{cases} \quad \text{II.25}$$

D'où on peut déduire les tensions simples :

$$\begin{cases} v_a = f_a V_{dc} \\ v_b = f_b V_{dc} \\ v_c = f_c V_{dc} \end{cases} \quad \text{II.26}$$

Avec :

$$\begin{cases} f_a = \frac{2S_a - (S_b + S_c)}{3} \\ f_b = \frac{2S_b - (S_a + S_c)}{3} \\ f_c = \frac{2S_c - (S_a + S_b)}{3} \end{cases} \quad \text{II.27}$$

Les équations de tensions pour le système triphasé équilibré sans neutre peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{cases} \bar{e} = \bar{v}I + \bar{v} \\ \bar{e} = Ri + L \frac{di}{dt} + \bar{v} \end{cases} \quad \text{II.28}$$

$$\begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad \text{II.29}$$

La tension d'entrée du redresseur peut être écrite comme suit

$$v_n = V_{dc} \left(S_n - 1 / \sum_{n=a}^c S_n \right) \quad \text{II.30}$$

Où $S_n = 0$ ou 1 , sont l'état des interrupteurs, où ($n=a, b, c$). Par ailleurs, on peut écrire le courant du bus continu comme suit :

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = i_c \quad \text{II.31}$$

Le courant dans la capacité peut aussi écrire :

$$i_c = i_{dc} - i_{dc_con} \quad \text{II.32}$$

Aussi, le courant i_c est la somme du produit des courants de chaque phase par l'état de son interrupteur.

$$C \frac{dV_{dc}}{dt} = S_a i_a + S_b i_b + S_c i_c - i_{dc_con} \quad \text{II.33}$$

Donc, le coté alternatif du redresseur

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} + Ri_a = e_a - V_{dc} \left(S_a - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = e_a - U_{dc} \left(S_a - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \\ L \frac{di_b}{dt} + Ri_b = e_b - V_{dc} \left(S_b - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = e_b - U_{dc} \left(S_b - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \\ L \frac{di_c}{dt} + Ri_c = e_c - V_{dc} \left(S_c - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^c S_n \right) = e_c - U_{dc} \left(S_c - \frac{1}{3} (S_a + S_b + S_c) \right) \end{cases} \quad \text{II.34}$$

II.3.6- Modélisation de l'onduleur triphasé à deux niveaux

L'onduleur est un convertisseur statique qui permet de transformer un signal d'entrée continu (DC) en un signal de sortie alternatif (AC). La commande des états passant et bloqué des transistors permet d'obtenir une tension alternative caractérisée par la fréquence nécessaire pour la charge alimentée. Le signal de commande de ces derniers est fourni par la commande *MLI*.

L'alimentation à fréquence variable de la machine se fait à l'aide d'un convertisseur statique généralement continu-alternatif qui représente aujourd'hui un composant essentiel dans les

systèmes d'interfaçage avec le réseau. La source d'entrée peut être une source de courant ou une source de tension, la génération d'une onde de tension ayant des caractéristiques spécifiques d'amplitude de fréquence et de contenu harmonique. Un onduleur est donc une source de tension contrôlable en amplitude fréquence et « forme ».

L'onduleur triphasé à deux niveaux est constitué de trois onduleurs monophasés regroupés en parallèle et commander de façon à obtenir à la sortie trois tensions décalées de 120° , chaque bras est constitué deux interrupteurs. Ces interrupteurs (S_1, S_4) , (S_2, S_5) , (S_3, S_6) sont contrôlés de manière complémentaire pour éviter le court-circuit de la source [16]. Les interrupteurs peuvent être soit des *MOSFET* pour les faibles puissances et fréquences très élevées, des *IGBT* pour les grandes puissances et fréquences élevées, ou des *GTO* pour les très grandes puissances et fréquences faibles. Pour assurer la circulation du courant dans les deux sens, l'interrupteur doit être placé en antiparallèle avec une diode.

Les paramètres suivants sont importants pour un interrupteur en semi-conducteur conçu pour les applications de conversion de puissance :

- Courant maximal supporté,
- Tension maximale bloquée,
- Chute de tension à l'état passant et sa dépendance de la température,
- Courant de fuite à l'état bloqué,
- Capacité thermique,
- Temps de transition de commutation pendant l'ouverture et la fermeture,
- La tenue en $\frac{dv}{dt}$ à l'état bloqué ou pendant l'ouverture,
- La tenue en $\frac{di}{dt}$ à l'état passant ou pendant la fermeture,
- Capacité de résister aux courants et tensions excessifs,
- Pertes de commutation,
- La puissance contrôlée.

D'une manière générale, la constitution des semi-conducteurs de puissance est différente de leurs équivalents de courant faible. Des modifications sont faites sur les structures de bases afin de les adapter aux hautes tensions et aux forts courants.

Les tensions simples sont :

$$\begin{cases} v_{aN} = S_1 \times V_{dc} \\ v_{bN} = S_2 \times V_{dc} \\ v_{cN} = S_3 \times V_{dc} \end{cases} \quad \text{II.35}$$

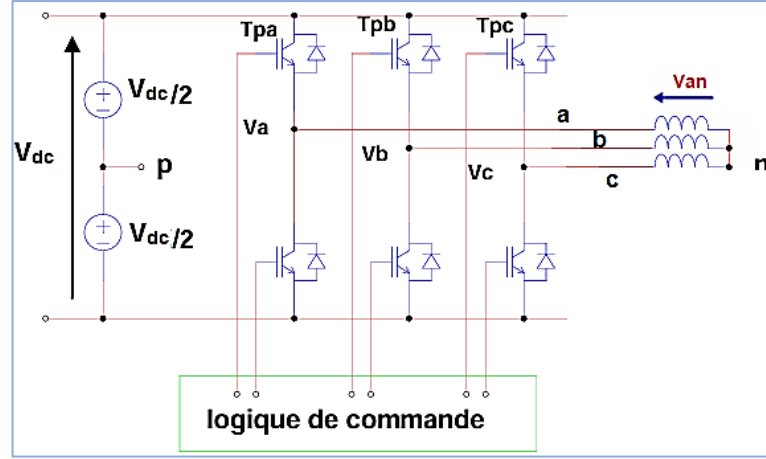


Figure II.9 : onduleur de tension triphasé à deux niveaux.

Où S_1 , S_2 et S_3 désignent les états des interrupteurs des phases a , b et c respectivement, V_{dc} est la borne négative de la tension continue [17].

Les tensions composées sont :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{aN} + V_{Nb} = V_{aN} - V_{bN} = (S_1 - S_2) \\ V_{bc} = V_{bN} + V_{Nc} = V_{bN} - V_{cN} = (S_2 - S_3) \\ V_{ca} = V_{cN} + V_{Na} = V_{cN} - V_{aN} = (S_3 - S_1) \end{cases} \quad \text{II.36}$$

Sous la forme matricielle, on a :

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad \text{II.37}$$

Les tensions simples sont :

$$\begin{cases} V_{an} = \left(\frac{2}{3}\right)V_{aN} - \left(\frac{2}{3}\right)(V_{bN} + V_{cN}) \\ V_{bn} = \left(\frac{2}{3}\right)V_{bN} - \left(\frac{2}{3}\right)(V_{aN} + V_{cN}) \\ V_{cn} = \left(\frac{2}{3}\right)V_{cN} - \left(\frac{2}{3}\right)(V_{aN} + V_{bN}) \end{cases} \quad \text{II.38}$$

V Sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad \text{II.39}$$

Donc, l'onduleur de tension peut être modélisé par une matrice $[T]$ assurant le passage continu-alternatif.

$$[V_{AC}] = [T] \times [V_{dc}] \quad \text{II.40}$$

Avec :

$$[V_{AC}] = [Van Vbn Vcn]^T \quad \text{II.41}$$

$$[V_{dc}] = V_{dc} [S_a S_b S_c]^T \quad \text{II.42}$$

$$[T] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad \text{II.43}$$

La *MLI* sinus-triangulaire est réalisée par comparaison d'une onde modulante basse fréquence (tension de référence) à une onde porteuse haute fréquence de forme triangulaire bipolaire. Les instants de commutation sont déterminés par les points d'intersection entre la porteuse et modulante. La fréquence de commutation des interrupteurs est fixée par la porteuse. En triphasé, les trois références sinusoïdales.

Le principe de commande d'un onduleur triphasé est présenté sur la Figure II.10, valable pour un bras de commutation.

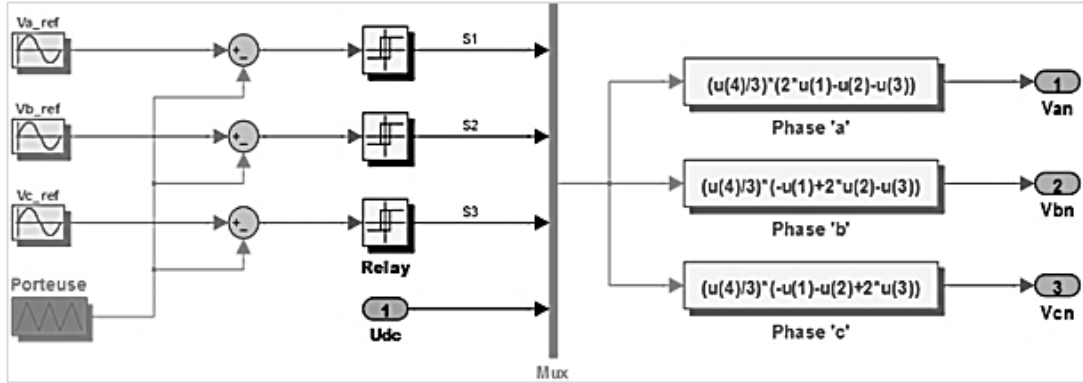


Figure II.10 : Principe de contrôle à *MLI* des bras de commutation.

$V_r(t)$: signal de référence.

$V_p(t)$: signal triangulaire (porteuse).

Si $V_r(t) > V_p(t) \rightarrow T$ fermé et T' ouvert.

Si $V_r(t) < V_p(t) \rightarrow T$ ouvert et T' fermé.

La commande *MLI* triangulé-sinusoïdale est caractérisée par deux paramètres [18] :

- L'indice de modulation m égal au rapport de la fréquence f_p de la porteuse à la fréquence f_r de la

$$\text{référence : } m = \frac{f_p}{f_r},$$

- Le coefficient de réglage r égale au rapport de l'amplitude A_r de la référence à l'amplitude crête

$$A_p \text{ de la porteuse : } r = \frac{A_r}{A_p}.$$

La commande en *MLI* est utilisée pour l'onduleur car elle permet d'obtenir un courant dont la forme est très proche d'une sinusoïde et pour pouvoir repousser les harmoniques de la tension de sortie vers des fréquences élevées, ce qui facilite le filtrage et permet le réglage de l'amplitude du fondamentale de la tension de sortie.

II.4- Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque, ou photo générateur, est un dispositif conçu pour convertir l'énergie lumineuse en électricité. Cette conversion repose sur un principe physique illustré ici à travers l'exemple d'une jonction *PN* en silicium.

Le silicium est le matériau le plus couramment utilisé, car son absorptivité est bien adaptée au spectre solaire. De plus, sa technologie de fabrication est largement maîtrisée, notamment grâce à son rôle central dans l'industrie des semi-conducteurs électroniques.

II.4.1- Principe d'une cellule solaire à base de silicium

Une cellule photovoltaïque en silicium est composée de deux fines couches semi-conductrices (figure II.11), dopées différemment en électrons et en trous. La couche *N* possède un excès d'électrons, tandis que la couche *P* présente un déficit électronique. Cette différence de charge entraîne l'apparition d'une différence de potentiel entre les deux couches. La collecte des charges est assurée par des électrodes placées sur chaque couche semi-conductrice. L'électrode supérieure, à la fois transparente et conductrice, est reliée à une grille permettant aux rayons lumineux de la traverser. Pour améliorer l'absorption des photons incidents, une couche antireflet est généralement déposée sur cette électrode.

Lorsque les couches *N* et *P* sont mis en contact, les électrons en excès dans la région *N* se déplacent vers la région *P*, et inversement pour les trous. Toutefois, tous les électrons diffusants n'ont pas l'énergie suffisante pour combler l'ensemble des trous de la zone *P*, et vice versa. Ainsi, la diffusion se limite à une zone de contact appelée "zone de charge d'espace" (*ZCE*), où une différence de potentiel s'établit. Dans cette zone, les électrons peuvent migrer de la région *P* vers *N*, mais pas dans l'autre sens, et il en est de même pour les trous. Le champ électrique généré permet alors de séparer les électrons et les trous de part et d'autre.

Le rayonnement solaire est constitué de photons, chacun transportant une quantité d'énergie spécifique (Figure II.11).

Sous l'effet d'un rayonnement lumineux incident, les électrons situés dans la bande de valence (*BV*) du semi-conducteur absorbent de l'énergie et passent dans la bande de conduction (*BC*), devenant ainsi libres.

Pour qu'un électron soit libéré, l'énergie du rayonnement absorbé doit être supérieure à un seuil minimal, appelé gap optique ou largeur de la bande interdite (E_g), qui varie en fonction du matériau utilisé [19].

II.4.2- Circuit équivalent d'une cellule PV

Une cellule photovoltaïque est modélisée par un circuit équivalent qui inclut les phénomènes physiques liés à la conversion de l'énergie lumineuse en électricité. Le modèle le plus couramment utilisé est le modèle à une diode. Le circuit équivalent d'une cellule PV est composé des éléments suivants [20, 21] :

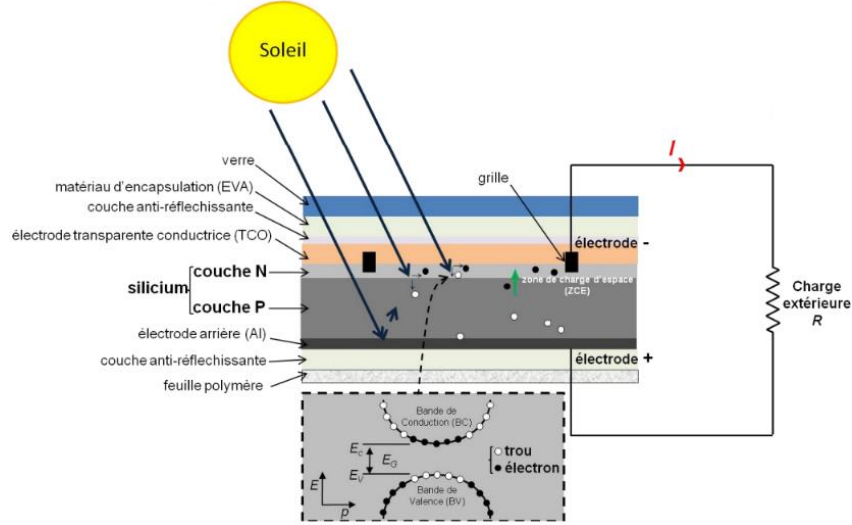


Figure II.11 : Schéma électrique équivalent à une diode d'une cellule photovoltaïque.

Cela est dû à des facteurs liés à l'ampleur de la résistance du semi-conducteur photovoltaïque et à la diode de jonction PN non optimale, ce qui entraîne l'implantation de résistances en série et en shunt, respectivement.

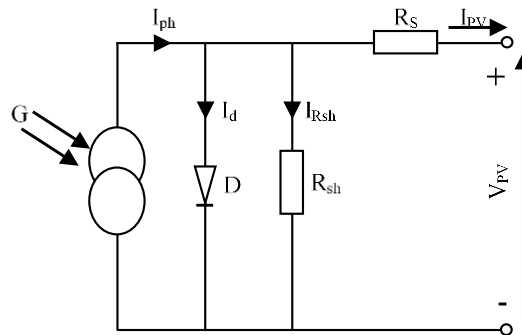


Figure II.12 : Schéma d'une cellule photovoltaïque au silicium.

La loi de Kirchhoff, telle que donnée dans l'équation (II.44), permet de déterminer le courant généré par la cellule solaire :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad \text{II.44}$$

Où I_L est le courant généré, donné dans l'équation II.45 comme suit :

$$I_L = G \left\{ I_{SC} \left[1 + ka(T - T_{STC}) \right] \right\} \quad \text{II.45}$$

Où G est l'irradiance solaire, T est la température ambiante des conditions climatiques, I_{SC} est le courant de court-circuit de la cellule photovoltaïque, ka est le coefficient de température, T_{STC} est la température de fonctionnement de la cellule photovoltaïque sous les conditions de test standard (STC), et I_d est le courant de la diode photovoltaïque, donné par l'équation de Shockley II.46:

$$I_d = I_0 \left\{ \exp \left(\frac{qV_d}{nkT} \right) - 1 \right\} \quad \text{II.46}$$

Où I_0 est le courant de saturation de la diode photovoltaïque, V_d est la tension aux bornes de la diode photovoltaïque, q est la charge électrique (1.69×10^{-19} C), k est la constante de Boltzmann (1.38×10^{-23} J/K), et n est le facteur de la diode photovoltaïque.

Ainsi, l'équation universelle décrivant la caractéristique courant-tension (I-V) de la cellule photovoltaïque est donnée par l'équation II.47:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{n V_T}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad \text{II.47}$$

Où I_{pv} est le courant de sortie du module photovoltaïque, et V_{pv} est la tension de sortie du module photovoltaïque.

II.4.3- Caractéristiques et modélisation d'un panneau photovoltaïque

Un panneau photovoltaïque est constitué de plusieurs cellules solaires connectées entre elle, en série et en parallèle. Ces connexions permettent d'obtenir des valeurs de tension et de courant adaptées aux besoins des applications électriques. Les paramètres globaux du panneau sont directement déduits de ceux des cellules individuelles qui le composent [22, 23].

Le nombre de cellules connectées en série est noté N_s , et il influence directement la tension totale du panneau. Ainsi, la tension du panneau est donnée par :

$$V_{panel} = N_s \cdot V \quad \text{II.48}$$

De même, le nombre de cellules connectées en parallèle, noté N_p , influence le courant total du panneau, qui s'exprime comme suit :

$$I_{panel} = N_p \cdot I \quad \text{II.49}$$

L'équation complète décrivant le comportement électrique du panneau photovoltaïque prend en compte la génération de courant, la saturation du courant et les pertes résistives :

$$I_{panel} = N_p \left(I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\frac{V_{panel} / N_s + R_s \cdot I_{panel} / N_p}{n \cdot V_T}} - 1 \right) - \frac{V_{panel} / N_s + R_s \cdot I_{panel} / N_p}{R_{sh}} \right) \quad \text{II.50}$$

Pour simuler les caractéristiques courant-tension (I-V) dans un environnement *MATLAB*, les équations II.44 à II.47 sont utilisées. Les paramètres du module photovoltaïque utilisé dans cette recherche sont présentés dans le Tableau A.1 (annexes).

Ce module photovoltaïque est composé de quatre panneaux en série et en parallèle afin de former l'ensemble de l'arrangement photovoltaïque souhaité.

Comme illustré dans la Figure II.13, certains points spécifiques apparaissent sur la courbe puissance-tension (P-V) de l'arrangement photovoltaïque, appelés points de puissance maximale (*MPPs*). La position de ces points varie en fonction de l'irradiance solaire et de la température des conditions climatiques :

- Plus l'irradiance solaire augmente, plus la puissance maximale disponible du générateur *PV* augmente,
- Cependant, un générateur photovoltaïque fonctionne mieux à basse température qu'à température élevée.

La figure suivante montre la courbe P-V d'un champ photovoltaïque sous Différentes valeurs d'irradiance à une température de 25°C et différentes valeurs de température à une irradiance de 1000 W/m².

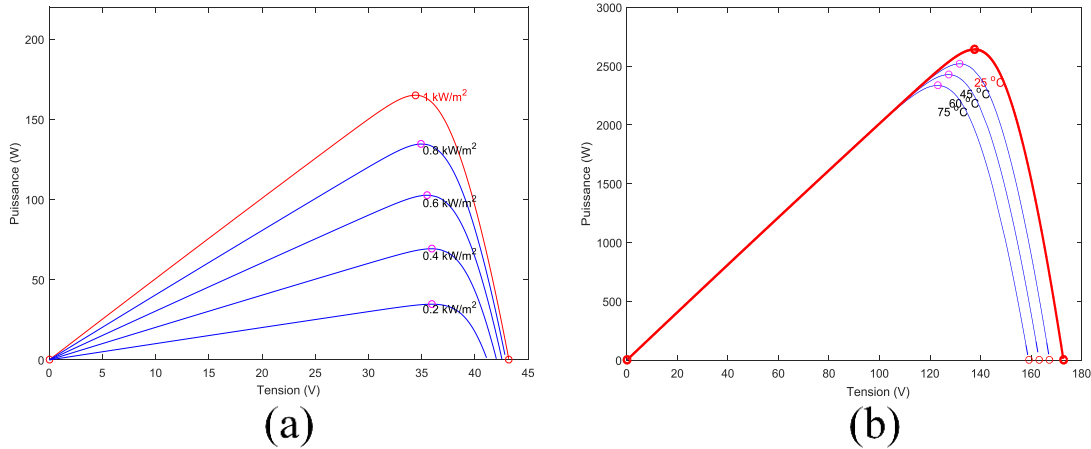


Figure II.13 : Courbe P–V d'un champ photovoltaïque sous :a) Différentes valeurs d'irradiance à une température de 25°C.b) Différentes valeurs de température à une irradiance de 1000 W/m².

II.4.3.1- Influence des conditions environnementales sur les performances d'un générateur photovoltaïque

Les performances d'un générateur photovoltaïque sont fortement influencées par les conditions environnementales, en particulier l'ensoleillement et la température. L'ensoleillement, noté G , joue un rôle crucial, car le courant photo généré I_{ph} est directement proportionnel à l'intensité du rayonnement solaire

reçu par la cellule photovoltaïque. Ainsi, une augmentation de l'ensoleillement entraîne une production accrue de courant.

La température, notée T , a un effet plus complexe. Lorsque la température augmente, la tension en circuit ouvert V_{oc} diminue, ce qui peut réduire l'efficacité du générateur. En revanche, le courant de court-circuit I_{sc} augmente légèrement avec la température.

II.4.3.2- Modélisation de l'ensoleillement et de la température

L'impact de ces paramètres peut être quantifié à l'aide des expressions suivantes :

- Courant photo généré

$$I_{ph} = I_{ph,STC} \frac{G}{G_{STC}} (1 + \alpha T (T - T_{STC})) \quad \text{II.51}$$

- Courant de saturation :

$$I_{sat} = I_{sat,STC} \left(\frac{T}{T_{STC}} \right)^3 e^{\left(\frac{E_g}{n.k} \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right)} \quad \text{II.52}$$

- Tension thermique :

$$V_T = \frac{kT}{q} \quad \text{II.53}$$

Où :

- $I_{ph,STC}$: Courant photo généré dans les conditions standard (STC),
- G_{STC} : Ensoleillement standard (1000 W/m^2),
- T_{STC} : Température standard ($25 \text{ }^\circ\text{C}$),
- αT : Coefficient de température du courant,
- E_g : Energie de bande interdite du matériau (eV).

II.4.3.3- Convertisseur élévateur DC-DC

Bien que plusieurs types de convertisseurs $DC-DC$ ont été développés, tels que les convertisseurs boost, buck et Ćuk, le convertisseur boost est largement utilisé dans les systèmes photovoltaïques en raison de sa haute efficacité. Cela s'explique par le fait que le convertisseur élévateur $DC-DC$ fournit et régule une tension de sortie plus élevée que la tension d'entrée, tout en maintenant un courant de sortie relativement faible. Dans ce cas, la perte de puissance reste faible conformément à l'équation de perte de puissance [24].

Comme illustré précédemment, le cœur du convertisseur élévateur $DC-DC$ est un transistor, qui assure la régulation du processus d'amplification via un contrôleur. Plusieurs types de transistors sont couramment utilisés dans les convertisseurs $DC-DC$, notamment le transistor à effet de champ à oxyde métallique

(*MOSFET*), le transistor bipolaire à jonction (*BJT*) et le transistor bipolaire à grille isolée (*IGBT*). Cependant, le *MOSFET* est généralement privilégié pour la conception des convertisseurs élévateurs *DC-DC*, en raison de sa capacité à fonctionner sous des charges élevées et à des fréquences plus élevées, tout en générant moins de pertes de puissance [25, 26].

Le fonctionnement de ce convertisseur est divisé en deux états, comme le montrent les figures II.14 et II.15.

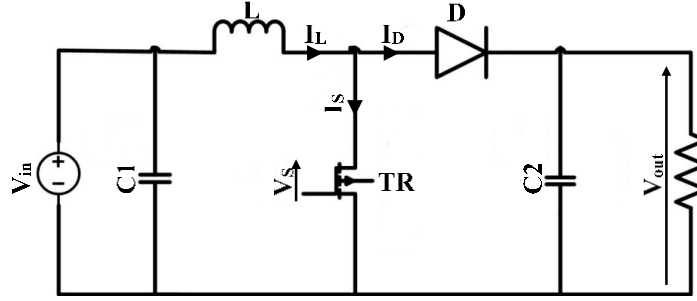


Figure II.14 : Schéma électrique d'un convertisseur élévateur *DC-DC*.

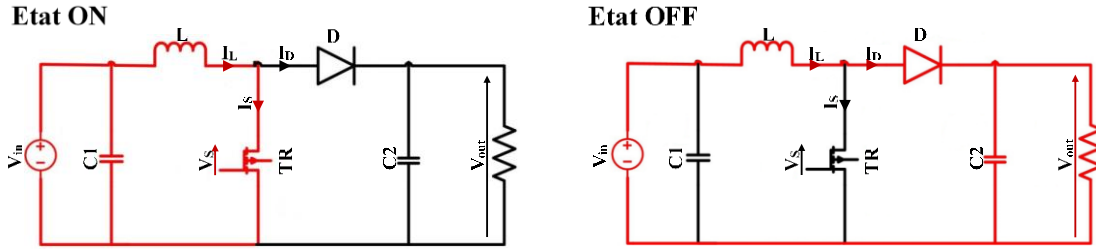


Figure II.15 : Conditions d'état d'un convertisseur élévateur *DC-DC*.

Lorsque le transistor est en mode *ON*, le courant circule dans une inductance (*L*) en sens inverse, ce qui permet à l'inductance de stocker de l'énergie sous forme de champ magnétique.

La variation du courant dans l'inductance I_L pendant une période de temps t est donnée par l'équation suivante :

$$\frac{\Delta I_L}{\Delta t} = \frac{V_i}{L} \quad \text{II.54}$$

Où V_i représente la tension d'entrée.

À la fin de l'état *ON*, la variation du courant I_L augmente et est donnée par l'équation :

$$\Delta I_{L_{on}} = \frac{1}{L} \int_0^{DT} V_i dt = \frac{DT}{L} V_i \quad \text{II.55}$$

Au deuxième état, lorsque le transistor est désactivé (*OFF*), l'énergie stockée dans l'inductance et la source principale se retrouvent en série, ce qui entraîne une tension de sortie plus élevée.

La tension aux bornes de l'inductance dans cet état est donnée par l'équation :

$$V_0 - V_i = L \frac{dI_L}{dt} \quad \text{II.56}$$

Où V_0 représente la tension de sortie.

Le courant dans l'inductance varie de manière linéaire tant que le transistor reste ouvert.

Le taux de variation du courant I_L lorsque le transistor est désactivé (*OFF*) est donné par l'équation :

$$\Delta I_{L_{off}} = \int_{DT}^T \frac{(V_i - V_0) dt}{L} = \frac{(V_i - V_0)(1-D)}{L} \quad \text{II.57}$$

Pour assurer le régime permanent du convertisseur *DC-DC*, la variation totale du courant dans l'inductance doit être nulle sur un cycle complet. Cette condition est exprimée par l'équation :

$$\Delta I_{L_{on}} + \Delta I_{L_{off}} = 0 \quad \text{II.58}$$

A partir de ces équations, on peut écrire :

$$\frac{V_i DT}{L} + \frac{(V_i - V_0)(1-D)T}{L} = 0 \quad \text{II.59}$$

Ceci peut être exprimé par l'équation :

$$-V_i D = (V_i - V_0)(1-D) \quad \text{II.60}$$

Ainsi, le gain en tension du circuit est donné par l'équation :

$$G_n = \frac{V_0}{V_i} = \frac{1}{(1-D)} \quad \text{II.61}$$

L'équation (II.62) est utilisée pour déterminer la valeur de l'inductance :

$$L = \frac{V_i D_{max}}{\Delta i_L f_s} \quad \text{II.62}$$

Où ΔI représente le facteur d'ondulation du courant d'entrée, f_s est la fréquence de commutation, et D est le rapport cyclique du contrôleur *MPPT* à la puissance maximale de la source photovoltaïque.

Le condensateur d'entrée (C_{in}) et le condensateur de sortie (C_{out}) sont calculés à l'aide des équations (II.63) et (II.64), respectivement :

$$C_1 = \frac{D_{max}}{8L\Delta V_i f_s^2} \quad \text{II.63}$$

$$C_2 = \frac{D_{max}}{R\Delta V_0 f_s} \quad \text{II.64}$$

Où ΔV_i et ΔV_0 représentent respectivement les facteurs d'ondulation de la tension d'entrée et de sortie, tandis que R est la résistance de sortie.

Enfin, la diode du convertisseur boost est sélectionnée en fonction de son courant inverse nominal. Cette valeur doit permettre au courant d'entrée de circuler de l'ensemble photovoltaïque vers la charge lorsque le transistor est à l'état *OFF*. Ainsi, le courant direct de la diode du convertisseur *DC-DC* doit être égal au courant maximal de charge du système *PV*.

La Figure II.16 illustre les formes d'onde du convertisseur boost *DC-DC* sous différents états de fonctionnement. Comme on peut l'observer, le courant de l'inductance commence à augmenter de sa valeur minimale à sa valeur maximale à l'état *ON*, tandis qu'il diminue de sa valeur maximale à sa valeur minimale à l'état *OFF* [27].

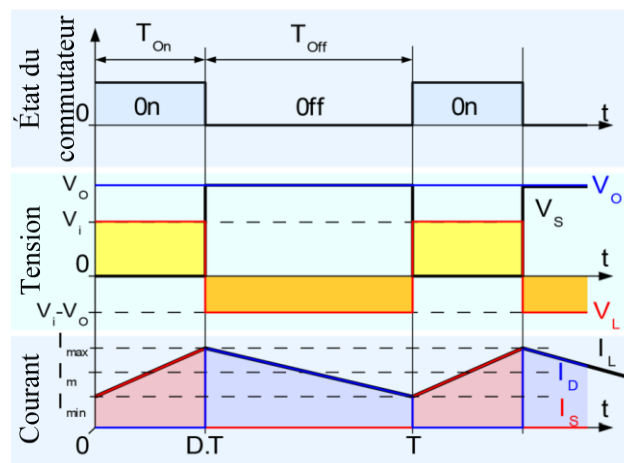


Figure II.16 : Formes d'ondes d'un convertisseur élévateur *DC-DC*.

II.5- Modélisation des batteries *Li-Ion*

Nous avons opté pour un banc de batteries d'une tension nominale de 100V comme unité principale de stockage. Celui-ci est directement connecté au bus continu, ce qui en fait le seul module non commandé du système [28].

Nous avons choisi d'utiliser la technologie Lithium-Ion (*Li-Ion*) en raison de ses nombreux atouts, notamment :

- Une haute densité énergétique,
- Une faible autodécharge,
- L'absence de maintenance.

Ce modèle, illustré en figure II.17 représente un élément de batterie *Li-Ion* sous la forme d'un circuit comprenant :

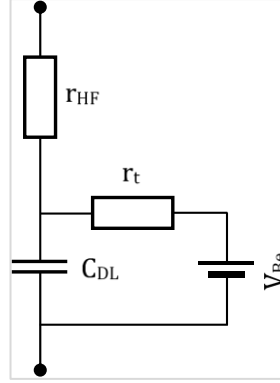


Figure II.17 : Modélisation d'un élément de batterie *Li-Ion*

- Une source de tension idéale $V_{be} = 3.7V$,
- Une résistance série $r_t = 31.2m\Omega$,
- Une capacité parallèle $C_{DL} = 0.5F$,
- Une seconde résistance série $r_{HF} = 17m\Omega$.

Ce modèle permet de mieux appréhender le comportement électrique des batteries et d'optimiser leur gestion dans le système global.

Si l'on connecte en série n_B éléments de ce type afin d'atteindre la tension requise pour le banc, on obtient un circuit équivalent illustré en figure II.18, dont les caractéristiques sont les suivantes :

- Résistance totale : $r_{tot} = n_B r_t$,
- Capacité totale : $C_{DL_{tot}} = \frac{C_{DL}}{n_B}$,
- Tension totale : $V_B = n_B V_{Be}$,
- Résistance de haute fréquence totale : $r_{HF_{tot}} = n_B r_{HF}$.

En considérant un banc de batteries avec une tension nominale à vide d'environ 100 V et un nombre d'éléments $n_B = 28$, on obtient les valeurs suivantes :

- $r_{t_{tot}} = 874m\Omega$,
- $C_{DL_{tot}} = 17,9mF$,
- $V_B = 103.6V$,
- $r_{HF_{tot}} = 476m\Omega$.

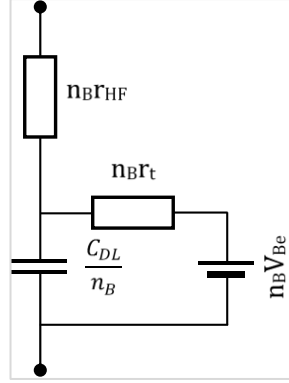


Figure II.18 : Modélisation d'un banc de n_B éléments de batterie *Li-Ion* en série.

Cette modélisation permet une simulation réaliste du comportement du système. Cependant, pour la synthèse de commande, une expression plus simple est nécessaire. Ainsi, en utilisant les valeurs des résistances et de la source de tension idéale définies précédemment, nous adoptons un modèle simplifié basé sur une source de tension équivalente V_B en série avec une résistance R_b . Ce modèle, présenté en figure II.18, est défini selon l'équivalent de Thévenin ($V_{B_{th}}, Z_{b_{th}}$) pour une pulsation électrique ω_e :

$$\begin{cases} V_{B_{th}} = \frac{n_B V_B}{1 + jR_t C_{DL} \omega_e} \\ Z_{b_{th}} = n_B \left(\frac{R_t}{1 + jR_t C_{DL} \omega_e} + R_{HF} \right) \end{cases} \quad \text{II.62}$$

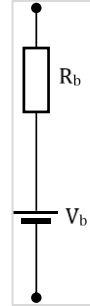


Figure II.19 : Modélisation simplifiée d'un banc de batteries *Li-Ion*

Dans notre cas, nous obtenons, à basses fréquences, $V_{B_{th}} = 103.6V$ et $Z_{b_{th}}$ peut être approximé par une simple résistance $R_{b_{th}} = 1.35\Omega$.

Cette modélisation ne prend pas en compte l'état de charge *SoC*, défini à partir d'un instant t_0 pour une capacité de stockage C_{batt} par :

$$SoC = SoC_0 - \int_0^t \frac{I_B}{C_{batt}} dt \quad \text{II.66}$$

Sous MATLAB/SIMULINK, le bloc "Battery" de la Figure II.20 représente un modèle générique et dynamique permettant de simuler les batteries les plus couramment utilisées, notamment les batteries (Plomb-acide, Lithium-Ion, Nickel-Cadmium et Nickel-Métal-Hydrure). Les paramètres de ce modèle sont déterminés à partir des caractéristiques de décharge et supposés identiques pour la charge. Ils sont généralement extraits des fiches techniques fournies par les fabricants, comme l'exemple de la Panasonic Lithium-Ion CGR18650AF. Toutefois, ces paramètres restent approximatifs et leur précision dépend de la qualité des points de mesure de la courbe de décharge.

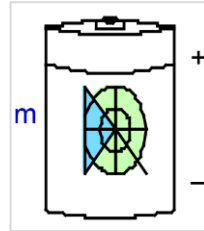


Figure II.20 : Bloc de la batterie sous MATLAB/Simulink.

Le modèle « Battery » de Simulink repose sur plusieurs hypothèses [29] :

- Résistance interne constante : elle est supposée invariable durant les cycles de charge et de décharge, indépendamment de l'intensité du courant,
- Paramètres de charge et de décharge identiques : les paramètres du modèle sont déterminés à partir des caractéristiques de décharge et considérés comme inchangés lors de la charge,
- Capacité indépendante du courant : la capacité de la batterie ne varie pas en fonction de l'intensité du courant, excluant ainsi l'effet de Peukert,
- Indépendance vis-à-vis de la température : la température n'a aucun impact sur le comportement du modèle,
- Absence d'autodécharge : l'autodécharge de la batterie n'est pas prise en compte, mais peut être modélisée en ajoutant une grande résistance en parallèle aux bornes de la batterie,
- Aucun effet mémoire : le modèle ne prend pas en considération l'effet mémoire des batteries.

II.5.1-Limites du modèle

- Tension : la tension minimale à vide de la batterie est fixée à 0 V, tandis que la tension maximale n'a pas de valeur limite définie,
- Capacité : la capacité minimale est de 0 Ah, mais il n'existe aucune limite supérieure,
- Niveau de charge (SoC) : le SoC peut dépasser 100 % en cas de surcharge, car aucune restriction n'est imposée à la capacité maximale de la batterie.

II.5.2-Courbe de Charge/Décharge

Les paramètres du circuit équivalent peuvent être ajustés en fonction du type de batterie étudié, en prenant en compte ses caractéristiques de décharge. Une courbe de décharge typique se divise en trois phases, comme illustré dans la figure II.21 :

- Première phase : Une chute exponentielle de la tension se produit lorsque la batterie est chargée. L'étendue de cette zone varie selon la technologie de la batterie.
- Deuxième phase : La batterie délivre une charge stable, avec une tension proche de sa tension nominale, jusqu'à atteindre un seuil critique.
- Troisième phase : La batterie entre en décharge profonde, caractérisée par une chute rapide de la tension.

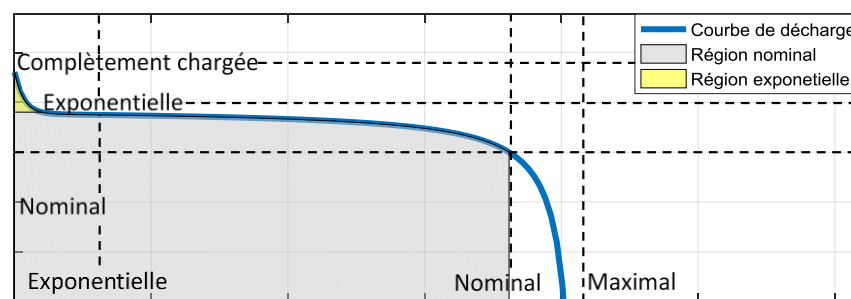


Figure II.21 : Courbe de décharge d'une batterie.

Lors de la charge, la tension de la batterie augmente de manière exponentielle, indépendamment de son état initial de charge. En phase de décharge, la tension, initialement à la valeur «A», chute immédiatement de façon exponentielle, comme illustré sur la figure.22.

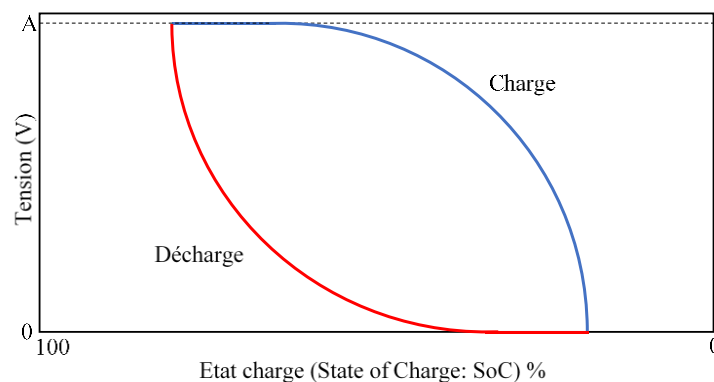


Figure II.22 : Caractéristique tension versus état de charge (SoC)

II.6- Modélisation de l'hacheur Buck-Boost réversible en courant

Le convertisseur buck-boost *DC-DC* permet d'ajuster la tension d'entrée, soit en l'augmentant, soit en la diminuant, en fonction des exigences du système de stockage. Contrairement aux convertisseurs classiques, son fonctionnement repose sur deux modes distincts, chacun étant contrôlé par un interrupteur

(transistor) au lieu d'une simple diode, offrant ainsi une meilleure flexibilité et un contrôle plus précis du transfert d'énergie.

Ce convertisseur, représenté à la figure II.23, opère selon deux modes distincts au cours de chaque période d'échantillonnage T_{MLI} . La modélisation en valeur moyenne consiste à déterminer la moyenne des équations des mailles sur cette période, décrivant ainsi chaque phase du fonctionnement.

En mode A, pour $(t \in [0, DT_{MLI}])$, l'expression peut être formulée comme suit [30] :

$$V_{in} = L \frac{dI_L}{dt} + R_L I_L \quad \text{II.67}$$

Tandis qu'en mode B, pour $(t \in [DT_{MLI}, T_{MLI}])$, l'expression peut être formulée comme suit :

$$V_{in} = L \frac{dI_L}{dt} + R_L I_L + V_{dc} \quad \text{II.68}$$

Avec :

D : Rapport cyclique de l'hacheur.

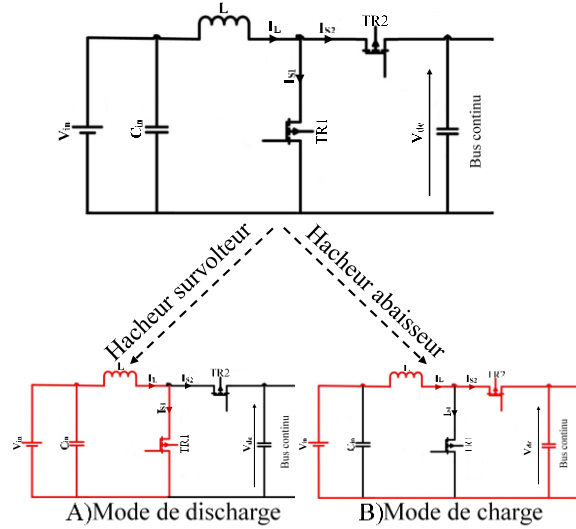


Figure II.23 : Hacheur abaisseur-survolteur associé à la Batterie.

En prenant la valeur moyenne de ces deux équations sur une période d'échantillonnage T_{MLI} , nous obtenons le modèle moyen suivant :

$$L \frac{dI_L}{dt} = V_{in} - R_L I_L - (1-D)V_{dc} \quad \text{II.69}$$

Le convertisseur buck-boost $DC-DC$ à base de convertisseurs statiques commandés est un élément fondamental dans les systèmes hybrides du côté batterie, offrant une conversion efficace de l'énergie avec un rendement élevé. Son dimensionnement précis, notamment la sélection de l'inductance, des condensateurs et

des interrupteurs, est essentiel pour assurer une performance optimale dans les systèmes hybrides de stockage d'énergie.

II.7. Conclusion

Ce chapitre a permis d'établir la configuration globale du système hybride de production et de gestion d'énergie ainsi que la modélisation détaillée de ses différents composants. La représentation mathématique des éléments clés tels que le générateur éolien, le générateur photovoltaïque, le système de stockage, le réseau électrique et les convertisseurs a posé les bases nécessaires à l'analyse et à la gestion du flux de puissance.

L'approche adoptée met en évidence l'importance d'une architecture hybride pour assurer une production énergétique fiable, capable de répondre aux fluctuations des sources renouvelables et aux exigences de la charge. La modélisation du bus continu et des convertisseurs a été particulièrement essentielle pour garantir l'intégration harmonieuse des différentes sources et leur interaction avec le réseau.

En parallèle, la description de la plateforme de simulation constitue un outil fondamental pour tester et valider les performances du système avant toute mise en œuvre réelle. Cette étape permet d'évaluer le comportement du système en fonction de divers scénarios et conditions météorologiques, contribuant ainsi à l'optimisation des stratégies de gestion énergétique.

Dans le prochain chapitre, nous nous concentrerons sur le développement et la mise en œuvre des algorithmes *MPPT*, indispensables pour maximiser l'extraction de puissance des générateurs éolien et photovoltaïque. Différentes techniques de commande seront explorées afin d'améliorer les performances et l'efficacité énergétique du système hybride.

Références bibliographiques

- [1] **M. Habib**, « Commande et Gestion d'Énergie d'un Réseau Intelligent avec Fort Taux d'Intégration d'Énergie Renouvelable et de Stockage », Thèse de doctorat, Département de Génie Électrique, École Militaire Polytechnique, Alger, Algérie, 2019.
- [2] **D. Marin**, "Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires," Thèse de doctorat, École Centrale de Lille, 2009.
- [3] **G. Séguier et P. Delarue**, Électronique de puissance – Structures, commandes, applications, 4^e éd. Paris, France : Dunod, 2014.
- [4] **A. Théodore**, "Actions du vent sur les ouvrages souples dans le domaine temporel," Thèse de doctorat, École Polytechnique, Palaiseau, France, 2019.
- [5] **I. R. Kennedy**, M. Hodzic, A. N. Crossan, N. Crossan, N. Acharige, et J. W. Runcie, « Estimating Maximum Power from Wind Turbines with a Simple Newtonian Approach », AAES, vol. 1, n° 1, p. 38-54, août 2023.
- [6] **H. Chaib**, "Contribution à l'intégration d'une interface FACTS pour une ferme éolienne basée sur des machines synchrones à aimant permanent", Thèse de doctorat, Université Djillali Liabes De Sidi-Bel-Abbes, Algérie, 2018.
- [7] **L. Croci**, « Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs », thèse de doctorat, université de poitiers, Poitiers, France, 2014.
- [8] **S. Elaimani**, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », thèse de doctorat, l'Ecole Centrale de Lille, france, 2004.
- [9] **Soltane Belakehal**, "Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables", Thèse de Doctorat, Université de Constantine, 2010.
- [10] **R. C. Portillo**, « Modeling Strategy for Back-to-Back Three-Level Converters Applied to High-Power Wind Turbines », IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 53, No. 5, pp. 1483-1491, 2006.
- [11] **T. Ahmed**, « Contribution à l'identification et à la commande robuste des génératrices synchrones à aimants permanents associées aux générateurs éoliens », Université ibn-khaldoun, Tiaret, Algerie, 2018.
- [12] **M. Machmoum**, N. Bruyant, and M.A.E. Alali S. Saadate. « Stratégies de dépollution active des réseaux électriques : Partie i : Commande généralisée et analyse de performances d'un compensateur actif parallèle ». Revue Internationale de Génie Electrique (RIGE), Vol 4(3-4) : pp 293316, 2001.
- [13] **Y. Pankow**, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque », thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Lille, France, 2004.

- [14] **Mohan, N., Undeland, T. M., & Robbins, W. P.** (2003). *Power Electronics : Converters, Applications, and Design* (3rd ed.). John Wiley & Sons.
- [15] **B. K. Bose**, « Chapter 4 - Voltage-Fed Converters and PWM Techniques », in *Power Electronics And Motor Drives*, B. K. Bose, Éd., Burlington: Academic Press, 2006, p. 155-280.
- [16] **J. W. Kolar, T. Friedli, J. Rodriguez, et P. W. Wheeler**, « Review of Three-Phase PWM AC–AC Converter Topologies », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, n° 11, p. 4988-5006, nov. 2011.
- [17] **M. H. Rashid**, *Power Electronics: Circuits, Devices, and Applications*, 4th ed. Upper Saddle River, NJ, USA: Pearson, 2013.
- [18] **B. J. Baliga**, *Fundamentals of Power Semiconductor Devices*, New York, NY, USA: Springer, 2008.
- [19] **A. Luque, S. Hegedus**, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, John Wiley and Sons, Chichester, 2003.
- [20] **W. Xiao, W. G. Dunford, A. Capel**, A novel modeling method for photovoltaic cells, *Proceedings. IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (PESC)*, 3, pp. 1950–1956, 2004.
- [21] **Y. Yusof, S. H. Sayuti, M. Abdul Latif, M. Z. C.** «Wanik, Modeling and simulation of maximum power point tracker for photovoltaic system, *Proceedings. National Power and Energy Conference (PECon)*», pp.88–93, 2004.
- [22] **C. S. SOLANKI**, *Solar Photovoltaics: Fundamentals, Technologies And Applications*. PHI Learning Pvt. Ltd., 2015.
- [23] **M. G. Villalva, J. R. Gazoli, et E. R. Filho**, « Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays », *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no 5, p. 1198-1208, mai 2009.
- [24] **H. Chung and Y. K. Mok**, “Development of a switched-capacitor DC/DC boost124 converter with continuous input current waveform,” *IEEE Trans. Circuits Syst. IFundam. Theory Appl.*, vol. 46, no. 6, pp. 756–759, 1999.
- [25] **Z. Waradzyn, R. Stala, A. Mondzik, A. Penczek, A. Skala, and S. Pirog**, “Efficiency Analysis of MOSFET-Based Air-Choke Resonant DC-DC Step-Up SwitchedCapacitor Voltage Multipliers,” *IEEE Trans. Ind. Electron*, vol. 64, no. 11, pp. 8728–8738, 2017.
- [26] **Rashid, M. H. (2013)**. *Power Electronics: Circuits, Devices and Applications* (4th ed.). Pearson Education.
- [27] **M. A. Alqarni**, “A High Efficiency Photovoltaic Inverter System Configuration with Maximum Power Point Tracking (Thesis),” Brunel University London: College of Engineering, Design and Physical Science, March 2016.
- [28] **K. Maher et R. Yazami**, « A study of lithium ion batteries cycle aging by thermodynamics techniques », *Journal of Power Sources*, vol. 247, p. 527-533, févr. 2014.

[29] **Plett, G. L. (2015).** *Battery Management Systems, Volume I: Battery Modeling*. Artech House.

[30] **J. Lachaize**, « Etude des stratégies et des structures de commande pour le pilotage des systèmes énergétiques à Pile à Combustible (PAC) destinés à la traction », these de doctorat, INP de Toulouse, 2004.

Chapitre III :

Développement et synthèse des techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT)

III.1- Introduction

La stratégie de contrôle à définir pour le système multi-sources doit répondre à deux objectifs essentiels. Tout d'abord, elle doit maximiser la puissance produite par chaque source. Ensuite, elle doit répartir le courant à stocker ou à déstocker de la batterie.

Pour maximiser la puissance d'une source, il est nécessaire de mettre en place un algorithme de suivi du point de puissance maximal, connu sous le nom de *MPPT* ("Maximum Power Point Tracking"). Cet algorithme permet de déterminer en temps réel la consigne optimale à suivre pour optimiser la production énergétique, même en présence de variations climatiques.

Nous allons à présent élaborer les stratégies de commande essentielle de maximiser la production des sources en appliquant un algorithme *MPPT*. L'enjeu réside dans l'amélioration des performances de cette maximisation par rapport aux méthodes conventionnelles et intelligentes. Ainsi, les stratégies de commande les plus répandues intégrant les algorithmes *MPPT* les plus efficaces seront présentées pour les générateurs photovoltaïques et éoliens. Permettant ainsi une comparaison en termes de puissance produite, qualité du suivi des variations climatiques et complexité de mise en œuvre.

Pour maximiser la production des sources et atteindre les objectifs d'autonomie énergétique et de rentabilisation du matériel, il est nécessaire d'appliquer à chaque source un algorithme *MPPT*.

Le principe du *MPPT* repose sur la définition d'une suite récursive dépendant de la puissance à optimiser. Cette suite converge systématiquement vers le point de puissance maximal, même en présence de variations climatiques.

À chaque itération, un nouvel élément de la suite est calculé et appliqué comme consigne à la commande. Nous allons voir comment exploiter les caractéristiques de puissance des éoliennes et des panneaux photovoltaïques pour concevoir des algorithmes *MPPT* adaptés à ces systèmes.

III.2- Choix du type de commande *MPPT*

III.2.1- Stratégie de commande du système éolien à base de la *GSAP*

Le système de conversion de l'énergie éolienne étudié, est constitué, en plus de la *GSAP*, d'un convertisseur *MLI* du côté générateur, d'un convertisseur *MLI* du côté réseau, d'un bus continu, ainsi que d'une connexion au réseau via un filtre comme la montre la Figure III.1. Les convertisseurs *MLI* sont des onduleurs triphasés à *IGBT* pouvant être contrôlés vectoriellement à l'aide de la technique *MLI* vectorielle. Ce choix se justifie par sa capacité à assurer un contrôle entièrement réversible de la puissance instantanée [1, 2]. Grâce à l'autopilotage de la machine synchrone, il est possible de réguler des grandeurs

électromécaniques telles que le couple électromagnétique et la vitesse de la génératrice. Quant au convertisseur du côté réseau, il joue un rôle essentiel dans la régulation de la tension du bus continu, la gestion des puissances active et réactive échangées avec le réseau, tout en garantissant des courants de fréquence adaptée.

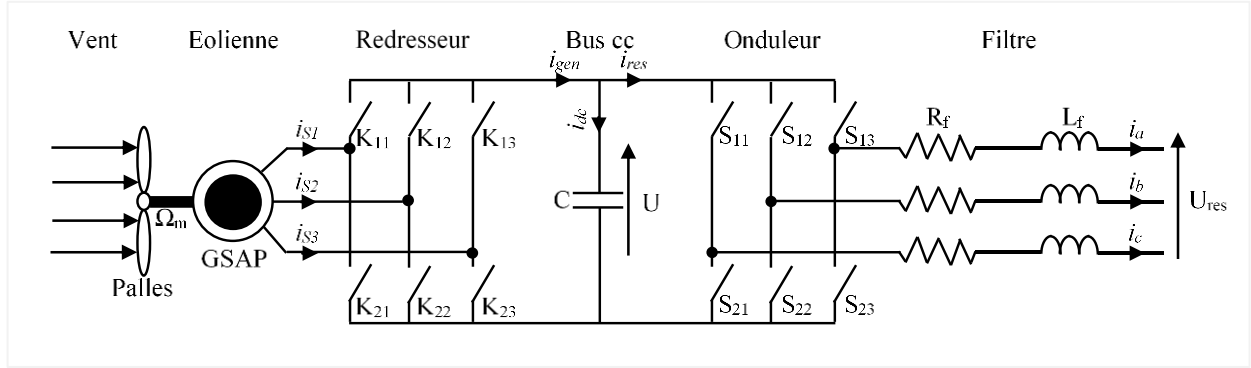


Figure III.1 : Configuration du système éolien à base de la GSAP [3]

III.2.1.1- Méthodes MPPT classiques

Les méthodes d'extraction du maximum de puissance permettent de commander la génératrice synchrone en appliquant un couple de référence définie par l'équation III.1.

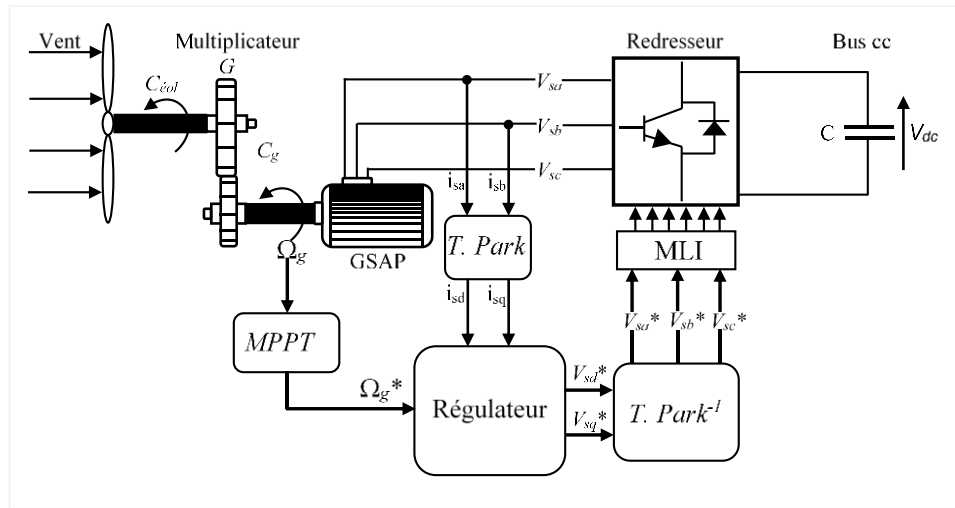


Figure III.2- Commande MPPT du système de conversion éolienne.

Le principe du MPPT repose sur l'extraction maximale de puissance de l'énergie éolienne, ce qui n'est possible que si la turbine fonctionne à son coefficient de puissance optimal C_{p_opt} [4].

Pour y parvenir, il est indispensable de maintenir le rapport de vitesse λ à sa valeur optimale λ_{opt} . Cela implique d'ajuster la vitesse du rotor à sa valeur optimale Ω_{opt} , de manière à s'adapter aux variations du vent.

L'expression de la puissance optimale d'une éolienne est donnée par :

$$P_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_{P_{opt}} \left(\frac{\Omega_{opt}}{\lambda_{opt}} \right)^3 \quad \text{III.1}$$

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt}}{R} V_w \quad \text{III.2}$$

Nous avons par ailleurs,

$$\Omega^* = \Omega_{opt} \cdot G \quad \text{III.3}$$

G représente le rapport de multiplication de la vitesse.

L'ajustement de la tension aux bornes du générateur constitue l'unique moyen de réguler la vitesse de rotation du système, étant donné que la génératrice *GSAP* ne dispose pas d'une excitation variable. Cette régulation de tension est assurée par le convertisseur *AC/DC*, qui agit indirectement comme une commande à vitesse variable pour la génératrice.

Si la vitesse du vent est mesurable, la référence de vitesse peut être déterminée à l'aide d'une relation linéaire. La commande de la vitesse de rotation du système permet alors de générer la référence de tension nécessaire au contrôle du convertisseur (onduleur de tension). La Figure III.1 illustre le schéma bloc du système de commande.

III.2.1.2- Commande du générateur synchrone à aimants permanents

La stratégie de commande du système se déroule en deux étapes. La première consiste à générer la référence de tension nécessaire pour atteindre la vitesse de rotation souhaitée en fonction des conditions du système. La seconde étape vise à commander les convertisseurs à l'aide de la *MLI* vectorielle afin d'atteindre cette valeur de tension. Deux types de commande seront développés pour les boucles de vitesse et de courant. La première est une commande vectorielle classique reposant principalement sur des régulateurs linéaires (*PI*), bien que cette approche présente certaines limites mentionnées dans [5]. La seconde est une commande intelligente, dont l'objectif principal est d'améliorer la rentabilité et le rendement du système de production éolien [6].

III.2.1.3- Commande vectorielle classique de la *GSAP*

La stratégie de commande du système s'articule en deux étapes. La première consiste à générer la référence de tension afin d'atteindre la vitesse de rotation souhaitée en fonction des conditions du système.

Le principe de la commande vectorielle repose sur l'imposition du couple au générateur en contrôlant les courants à travers l'application des tensions aux bornes de la *GSAP* [7]. Quel que soit l'objectif de la

commande (régulation de couple ou de vitesse), le contrôle des courants reste essentiel. En effet, ces derniers sont des grandeurs mesurables, et leur gestion permet d'assurer un contrôle vectoriel efficace tout en garantissant la protection du système contre les risques de surcharge et les pointes de courant en régime transitoire, en limitant les valeurs de référence. L'introduction de ces limitations sur les références des courants permet donc de les maintenir sous contrôle, même en présence de perturbations dans les boucles d'asservissement externes. En se basant sur les relations qui définissent le couple, celui-ci dépend des variables i_{sd} et i_{sq} .

L'objectif principal de la commande vectorielle de la GSAP est donc de réguler le couple de manière optimale selon un critère déterminé [8]. Pour ce faire, il est nécessaire de maîtriser les grandeurs internes i_{sd} et i_{sq} en agissant directement sur les tensions V_{sd} et V_{sq} .

Pour les machines à pôles saillants, la composante directe du courant statorique peut être ajustée à une valeur optimisée correspondant au couple maximal pour un courant donné [9].

$$i_{sd}^* = \frac{\phi_f - \sqrt{\phi_f^2 + 8(L_{sq} - L_{sd})^2 I_{max}^2}}{2(L_{sq} - L_{sd}) I_{max}} \quad \text{III.4}$$

Pour les machines à rotor lisse, la stratégie de commande la plus couramment adoptée vise à simplifier le contrôle en imposant une valeur nulle à la composante directe du courant statorique i_{sd}

Le couple est régulé par la composante en quadrature du courant statorique i_{sq}^* qui est directement proportionnelle au couple demandé. La commande vectorielle consiste ainsi à ajuster les composantes i_{sd} en imposant les tensions correspondantes V_{sd} et V_{sq} . Pour ce faire, il suffit d'appliquer les tensions de référence V_{sd}^* et V_{sq}^* à l'entrée de l'onduleur. Grâce aux régulateurs, ces tensions de référence permettent de maintenir le courant direct et en quadrature au plus près de leurs valeurs de consigne i_{sd}^* et i_{sq}^* . La structure globale de la commande vectorielle des GSAP est illustrée dans la figure III.3.

La matrice T_{22} est définie par :

$$T_{22} = \frac{1}{\sqrt{2}} \begin{bmatrix} \sqrt{3} & 0 \\ 1 & 2 \end{bmatrix} \quad \text{III.5}$$

En pratique, les grandeurs mesurables sur la machine sont les tensions et les courants statoriques. Ainsi, pour assurer la régulation des courants dans le repère $d-q$, il est nécessaire d'introduire des grandeurs intermédiaires spécifiques à cette transformation. Le passage aux grandeurs intermédiaires, notamment les tensions et courants de Park, est réalisé à l'aide des transformations de Park et de Concordia, dans leur version directe et inverse. Cette approche repose sur les hypothèses suivantes :

- La période de la porteuse T_p est suffisamment courte par rapport aux constantes de temps électriques du moteur, et la fréquence de la porteuse $\omega_p = \frac{2\pi}{T_p}$ est largement supérieure à la pulsation électrique maximale ω_e de la machine,
- La compensation du temps mort est réalisée de manière idéale,
- La mesure de la position est suffisamment précise pour garantir un fonctionnement optimal du système.

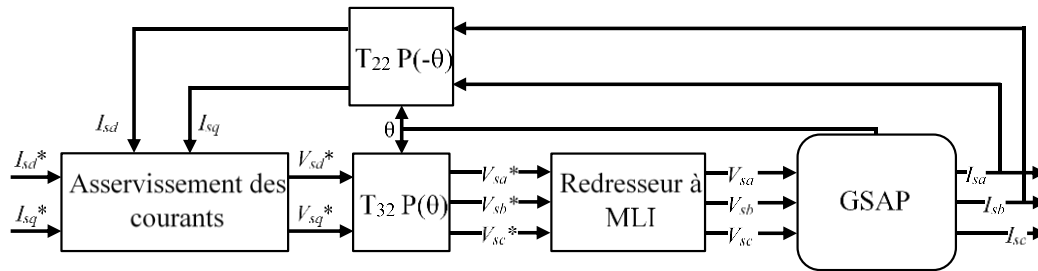


Figure III.3- Structure générale de la commande vectorielle de la GSAP.

III.2.1.4- Réglage de courants statoriques

Dans un premier temps, l'utilisation de régulateurs classiques de type PI sera adoptée au sein d'une structure à boucles imbriquées, illustrée à la figure III.4. Deux modes distincts sont identifiés : un mode électrique rapide (boucles internes) et un mode mécanique plus lent (boucle externe). La séparation de ces modes permet de simplifier un système d'ordre élevé en plusieurs sous-systèmes d'ordre inférieur. Ainsi, on obtient une boucle interne et une boucle externe, facilitant la détermination des paramètres des correcteurs. Pour garantir un fonctionnement optimal, il est essentiel que la dynamique de la boucle interne soit nettement plus rapide que celle de la boucle externe. [10].

La commande par boucles imbriquées est généralement appliquée à la *GSAP*, car elle permet un contrôle indépendant des courants i_{sd} , influençant ainsi le couple et la vitesse de rotation.

Le schéma bloc de la figure III.3 met en évidence les principaux éléments de la commande vectorielle, notamment la boucle de régulation de vitesse, les boucles internes des courants i_{sd} et i_{sq} , ainsi que les transformations directes et inverses.

La vitesse est régulée par la boucle externe, dont le correcteur génère la référence du courant i_{sq}^* . Ce courant est limité en fonction des caractéristiques des *IGBT* constituant l'onduleur, puis comparé à la valeur mesurée du courant i_{sq} . L'écart ainsi obtenu est injecté dans le correcteur du courant de l'axe q , dont la sortie fournit la référence de tension V_{sq}^* .

En ce qui concerne la boucle interne associée à l'axe d , une régulation du courant i_{sd} est mise en place. La sortie du correcteur de ce courant génère la tension de référence V_{sd}^* . Ensuite, les tensions de référence V_{sd}^* et V_{sq}^* sont converties en composantes statoriques V_{sa}^* et V_{sb}^* par une rotation d'angle θ . Enfin, une transformation de Clarke permet de les convertir en grandeurs triphasées.

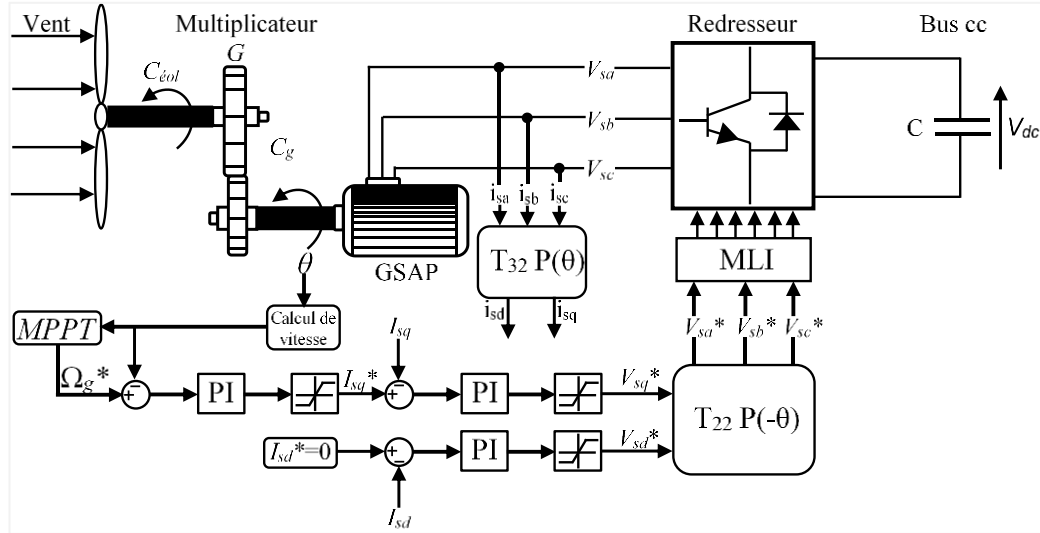


Figure III.4- Commande MPPT du système de conversion éolienne.

L'onduleur à *MLI* vectorielle génère des tensions appliquées au générateur, dont les valeurs moyennes sur une période de modulation par *MLI* correspondent aux tensions de références V_{sa}^* , V_{sb}^* et V_{sc}^* .

III.2.1.5- Commande des courants avec découplage

Par rapport à la structure présentée dans la figure III.4, l'introduction des termes de découplage pour le contrôle des courants statoriques est fortement recommandée. Ce découplage permet de rendre les axes d et q totalement indépendants, simplifiant ainsi l'écriture des équations de la machine. De plus, il facilite la synthèse des correcteurs et améliore significativement les performances de la commande.

Les équations électriques de la *GSAP* s'écrivent comme suit :

$$L_{sd} \frac{d}{dt} i_{sd} = -R_s i_{sd} + L_{sq} \omega_e i_{sq} + V_{sd} \quad \text{III.6}$$

$$L_{sq} \frac{d}{dt} i_{sq} = -R_s i_{sq} + L_{sd} \omega_e i_{sd} + V_{sq} \quad \text{III.7}$$

On constate que les courants i_{sd} et i_{sq} sont couplés. Les termes $L_{sq} \omega_e i_{sq}$, $L_{sd} \omega_e i_{sd}$ et $\omega_e \Phi f$ traduisent ces interactions entre les axes d et q .

L'effet du couplage entre i_{sd} et i_{sq} est particulièrement visible lors des régimes transitoires de la régulation. En régime permanent, ces termes de couplage, souvent assimilés à des perturbations internes, sont compensés par les régulateurs de courant grâce aux intégrateurs. Toutefois, la réponse des intégrateurs étant généralement lente, une compensation plus efficace peut être envisagée à l'aide d'une méthode de découplage.

Une approche consiste à ajouter des termes de correction opposés aux termes de couplage directement à la sortie des correcteurs de courant. Cela permet de rendre indépendantes les boucles internes de régulation des axes d et q , comme illustré dans la figure III.5.

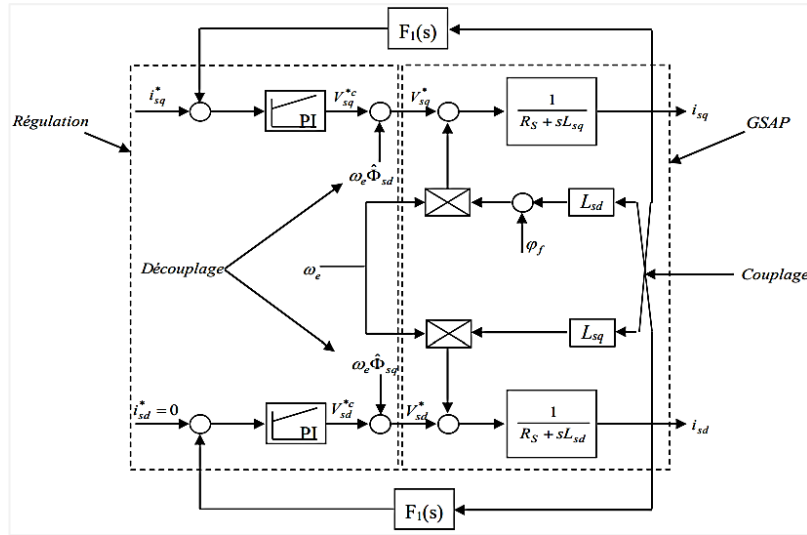


Figure III.5- Schéma bloc comportant l'ajout des termes de compensation.

Dans ce schéma, des filtres passe-bas $F_1(s)$ sont intégrés dans les rétroactions des courants mesurés i_{sd} et i_{sq} . Les grandeurs Φ_{sd} et Φ_{sq} correspondent à l'estimation du flux statorique sur les axes d et q .

III.2.1.6- Régulation par correcteur proportionnel- intégral (PI)

La commande de la machine repose sur un pilotage vectoriel classique assisté par un capteur de position. Dans la machine utilisée, le flux est généré par des aimants permanents et est supposé sinusoïdal le long de l'entrefer [11].

Ce champ magnétique tourne à une vitesse angulaire correspondant à la vitesse de rotation électrique ω_e . En parallèle, un second champ magnétique tournant est créé par les enroulements du stator. Ce champ, appelé réaction de l'induit, est synchronisé automatiquement à la vitesse électrique ω_e .

La vitesse de rotation est reliée à la pulsation du champ tournant par la relation suivante :

$$\Omega_g = \frac{\omega_e}{P}$$

III.8

Dans cette configuration, P représente le nombre de paires de pôles de la machine, et Ω_g désigne la vitesse de rotation mécanique.

En supposant un fonctionnement à vide et sans pertes, seul le flux magnétique d'excitation est présent. La commande vectorielle classique repose sur l'alignement de l'un des axes du repère de Park, généralement l'axe direct d , avec le vecteur tournant associé au champ d'excitation.

Lorsqu'une charge est appliquée à la machine, une réaction d'induit se manifeste, modifiant ainsi l'orientation du flux d'excitation. De ce fait, le couple électromagnétique ainsi que la vitesse de rotation dépendent des courants statoriques et du flux magnétique.

Dans cette étude, on opte pour l'une des stratégies classiques du pilotage vectoriel des machines synchrones, à savoir la commande dite "à couple par ampère maximal". Il est démontré que cette approche revient à imposer la condition suivante : $i_{sd} = 0$. Ainsi, pour un flux d'excitation constant généré par les aimants, le couple électromagnétique peut être régulé en contrôlant le courant i_{sq} , tandis que le courant i_{sd} est asservi à zéro. La particularité de cette commande réside dans le fait que l'angle φ entre le vecteur force électromotrice E_{sa} et le vecteur courant i_{sa} est nul, ce qui signifie que E_{sa} et i_{sa} sont en phase.

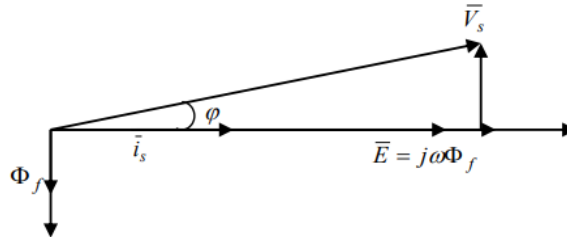


Figure III.6- Position du vecteur flux et tension.

Dans le cadre d'une régulation en vitesse, une boucle supplémentaire sera intégrée ultérieurement au système afin d'assurer un contrôle optimal.

Pour mettre en œuvre le pilotage vectoriel de la machine synchrone, il est indispensable de connaître la position du vecteur flux rotorique. Cette information est obtenue en mesurant la position angulaire du rotor et en la calant sur la position du flux d'excitation.

Le processus de calage du capteur s'effectue en suivant la démarche suivante :

1. On mesure les tensions V_{sa} , V_{sb} , V_{sc} aux bornes de la machine en fonctionnement à vide,

2. Dans ce mode de fonctionnement, le vecteur tension est égal à E , qui est en quadrature avec le vecteur flux,
3. La position zéro du capteur de position est alors définie comme le moment où la fém à vide E_{sa} passe par zéro dans le repère (a, b, c) . À cet instant précis, le flux d'excitation est aligné avec l'axe q , garantissant ainsi un calage optimal du capteur de position.

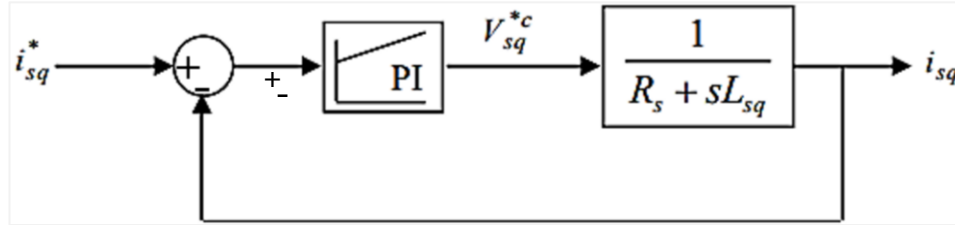


Figure III.7- Modèle de régulation du courant pour l'axe q

L'asservissement des courants sur chaque axe repose sur la connaissance précise des paramètres électriques de la machine. Pour cela, nous utilisons les paramètres issus de l'identification du moteur dans la référence.

Afin de garantir un contrôle efficace des courants, nous avons adopté un régulateur de type Proportionnel-Intégral (PI) pour chacune des boucles de courant. Ce correcteur combine deux actions essentielles :

- Action proportionnelle (P) : Elle ajuste la rapidité de la dynamique du système en fonction de l'erreur instantanée,
- Action intégrale (I) : Elle permet d'éliminer l'écart statique entre la grandeur de consigne et la valeur mesurée en accumulant l'erreur au fil du temps.

En tenant compte des équations du modèle mathématique de la $GSAP$ présentées dans les équations (III.6) et (III.7), nous obtenons leurs transformées de Laplace. Ces équations permettent d'analyser et de concevoir une régulation optimale du système en prenant en considération les dynamiques des courants statoriques et les interactions entre les axes d et q .

$$V_{sd}(s) = R_s i_{sd}(s) + sL_{sd} i_{sd}(s) - \omega_e \Phi_{sq}(s) \quad \text{III.9}$$

$$V_{sq}(s) = R_s i_{sq}(s) + sL_{sq} i_{sq}(s) - \omega_e \Phi_{sd}(s) \quad \text{III.10}$$

Nous rappelons que les termes $e_{sd,q} = \omega_e \Phi_{sd,q}$ sont considérés comme des perturbations internes que nous cherchons à estimer. En supposant que la commande de l'onduleur de tension, fonctionnant avec une modulation de largeur d'impulsions (MLI) à haute fréquence de commutation, est quasi idéale c'est-à-dire

sans pertes en commutation et sans retard notable du convertisseur statique il peut être modélisé par un simple gain. Dans ce cas, la commande du système découle directement du modèle correspondant.

La boucle de régulation de l'axe q est représentée par le schéma de la Figure III.8. Il est à noter que la structure de la boucle de courant de l'axe d est presque identique à celle de l'axe q .

Dans la suite, seule la régulation de l'axe q sera étudiée. La dynamique du moteur, en ce qui concerne la partie électrique, s'exprime alors par :

$$G_{iq}(s) = \frac{1}{R_s + sL_{sq}} = \frac{1}{R_s} \frac{1}{1 + \tau_{eq}s} \quad \text{III.10}$$

$$\text{Avec : } \tau_{eq} = \frac{L_{sq}}{R_s}$$

τ_{eq} représente la constante de temps électrique associée à l'axe q .

Pour concevoir le régulateur PI , on commence par simplifier le schéma en omettant initialement le terme de compensation. Afin de déterminer les constantes du correcteur, on établit d'abord la fonction de transfert en boucle ouverte, puis on positionne le zéro du correcteur de manière à annuler le pôle du système en boucle ouverte.

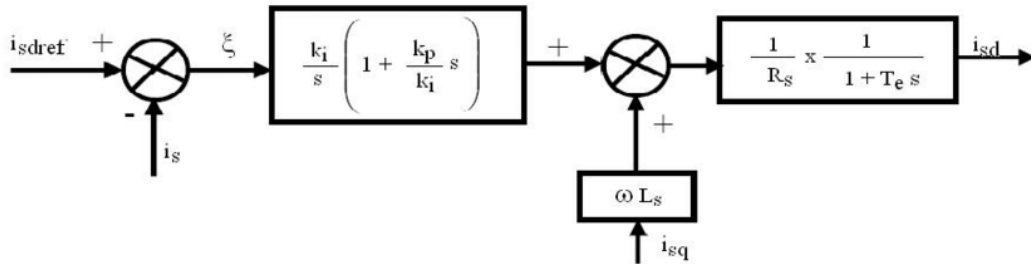


Figure III.8- Boucle de régulation du courant i_{sq} .

Avec :

- K_{piq} représentant le gain de l'action proportionnelle du correcteur de courant i_{sq} ,
- T_{iq} correspondant à la constante de temps d'intégration,
- Le gain de l'action intégrale étant donné par $K_{iiq} = \frac{K_{piq}}{T_{iq}}$

III.2.1.7- Asservissement de la vitesse par PI

Dans un schéma de régulation en cascade, il est essentiel que les boucles internes réagissent plus rapidement que les boucles externes. Cette exigence facilite le choix optimal des paramètres des Correcteurs, garantissant ainsi de bonnes performances dynamiques pour le système [12,13].

Dans le cas d'une GSAP, le contrôle du couple s'effectue en agissant sur le courant i_{sq} . Ainsi, la sortie du correcteur de la boucle externe définit la référence qui sera appliquée à la boucle interne de régulation du courant sur l'axe q .

Une fois la régulation de la boucle de courant validée, il devient possible d'implémenter la boucle de vitesse souhaitée selon une structure en cascade.

Le schéma bloc correspondant à la régulation de la vitesse est présenté comme suit :

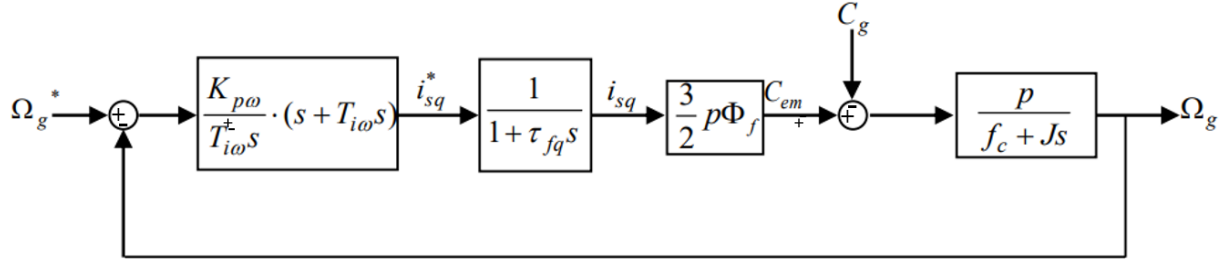


Figure III.9- Pilotage de vitesse par PI.

Le gain $K_{p\omega}$ est ajusté afin d'assurer une dynamique en vitesse conforme à la bande passante souhaitée, tandis que $K_{i\omega}$ représente le gain de l'action intégrale.

Dans le cadre de la commande en cascade (Figure III.9), on suppose que la boucle interne est suffisamment rapide pour que les variables internes i_{sd} atteignent rapidement leurs valeurs de référence et restent en régime stationnaire, soit $i_{sd}=i_{sd}^*$ et $i_{sq}=i_{sq}^*$. Ainsi, la boucle de courant peut être approximée par un gain unitaire.

Le courant statorique direct étant asservi à zéro, les termes de découplage introduits dans les boucles internes permettent de simplifier la régulation. De plus, le correcteur PI est ajusté de manière à ce que son zéro compense le pôle de la dynamique mécanique de la GSAP.

III.2.1.8 -Résultats de la Simulation

Le modèle du système représenté par la figure III.10, est établi et implanté sous **MATLAB/Simulink** afin de simuler le comportement de la chaîne éolienne et tester l'efficacité de l'algorithme d'optimisation de son fonctionnement. Selon la vitesse du vent et la puissance active demandée du générateur éolien, l'algorithme va imposer le mode de fonctionnement à la turbine en imposant une consigne de vitesse de rotation pour la GSAP. Le contrôleur de vitesse possède en entrée les grandeurs suivantes : la référence de vitesse extraite du bloc *MPPT*, la vitesse mesurée, le courant statorique direct et en quadrature ainsi que le couple appliqué par l'éolienne sur la GSAP.

La tension du bus continu est supposée fixe à 630V.

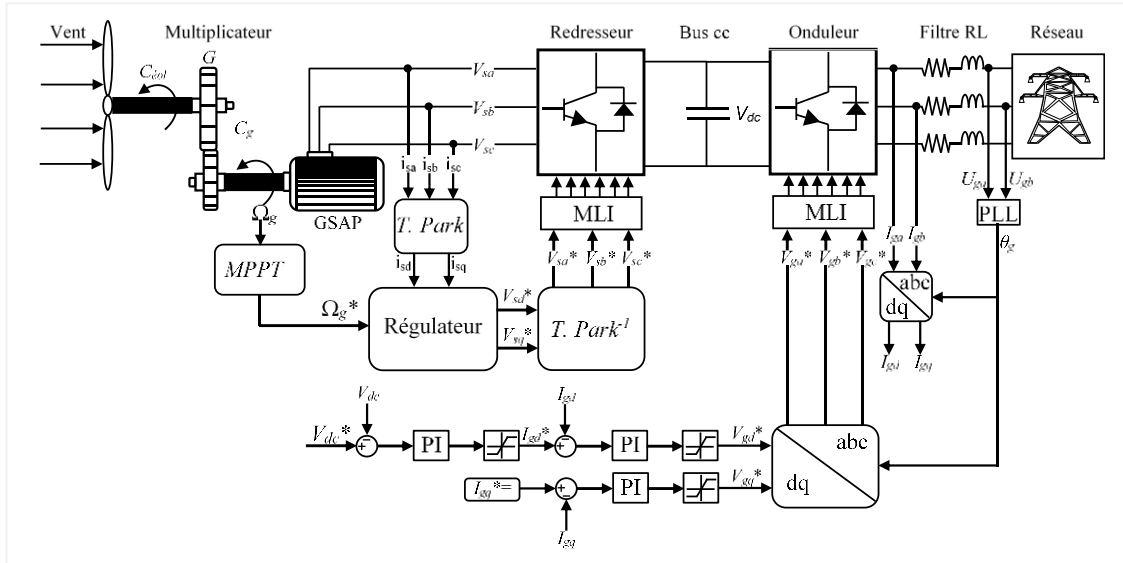


Figure III.10- Asservissement du système éolien avec MPPT classique

Les résultats sont indiqués dans les figures III.25 à III.37.

III.2.2.2- Méthodes MPPT intelligentes

III.2.2.2.1- Contrôleur à logique floue (Fuzzy Logic Controller - FLC)

La commande par logique floue est considérée comme une technique importante dans les applications d'ingénierie industrielle, car elle possède une grande capacité à fonctionner avec des systèmes non linéaires [14]. Elle traite des informations d'entrée imprécises et bruitées en s'appuyant sur un modèle mathématique afin d'imiter les décisions humaines dans la mise en œuvre du contrôle [15].

Cette technique prend en charge deux types de systèmes flous : *Mamdani* et *Sugeno*. Dans notre étude, le système flou de *Mamdani* est utilisé, car il offre une meilleure capacité d'adaptation des règles floues basées sur l'expertise humaine [16].

La structure principale de la commande par logique floue (FLC) comprend trois étapes : la fuzzification, les règles floues et la défuzzification [17]. Un schéma général de la technique FLC est illustré dans la figure III.11.

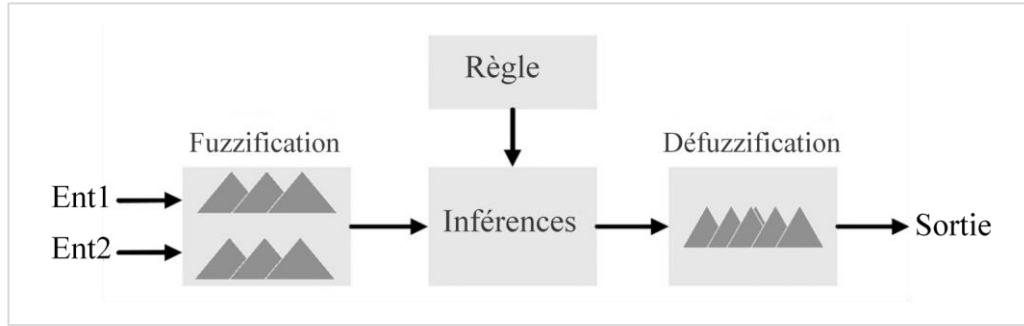


Figure III.11-Schéma général d'un système de logique floue.

III.2.2.2.1.1- Fuzzification

Dans l'étape de fuzzification, les variables d'entrée sont converties en variables linguistiques en fonction de plusieurs fonctions d'appartenance (*MFs*) définies, telles que la triangulaire, la trapézoïdale, la gaussienne, en forme de cloche, sigmoïdale ou en courbe en S (S-curve), avec un degré d'appartenance compris entre 0 et 1, comme illustré à la figure III.12. Chaque type présente des avantages et des inconvénients. Cependant, les fonctions d'appartenance trapézoïdales et triangulaires sont couramment utilisées car elles sont linéaires et offrent une grande variation dynamique en un temps de traitement court [18].

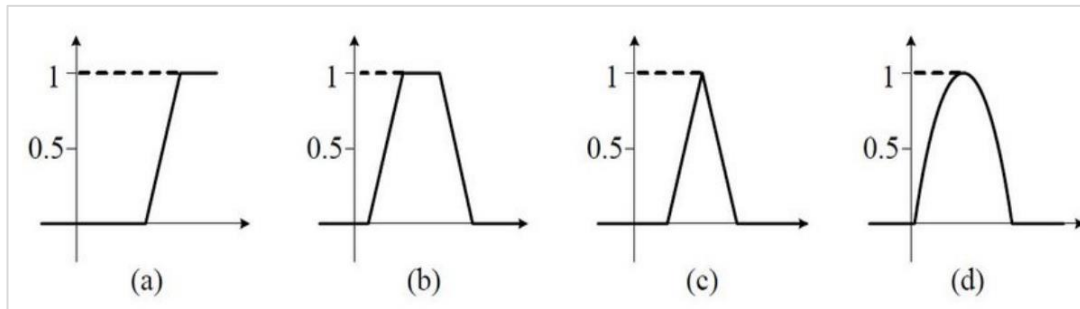


Figure III.12-Différents types de fonctions d'appartenance définies : (a) monotone (b) trapézoïdale (c) triangulaire (d) gaussienne

La quantité de ces fonctions d'appartenance est également un aspect clé de la conception, car elle détermine la rapidité et la précision du système *FLC* [19].

- Si le système comporte un grand nombre de fonctions d'appartenance, la mise en œuvre devient excessivement complexe, ce qui entraîne un système précis mais avec un temps de traitement trop long,
- À l'inverse, si le système utilise peu de fonctions d'appartenance, il est trop simple : bien que le traitement soit plus rapide, il peut engendrer une diversité élevée des résultats acceptables.

De plus, le choix de l'intervalle de définition des fonctions d'appartenance est un facteur important pour optimiser cette technique. Cet intervalle est déterminé en fonction des limites opérationnelles du système d'application.

III.2.2.2.1.2- Règles floues

À l'étape des règles floues, les variables linguistiques sont traitées selon des règles du type « si – alors », définies en fonction du comportement attendu du système. Ces règles sont conçues par l'opérateur, qui possède une connaissance approfondie du domaine d'application. Une fois les règles établies, les opérateurs flous AND et OR sont utilisés pour moduler le degré d'appartenance des fonctions d'appartenance (*MFs*). En complément, la méthode de découpage (clipping) est appliquée pour ajuster la base de règles en fonction de la valeur précise de l'antécédent de chaque règle.

III.2.2.2.1.3- Défuzzification

La dernière étape du *FLC* est l'inverse du processus de fuzzification, car elle convertit les variables linguistiques en variables numériques en utilisant la sortie des *MFs*. Trois techniques de défuzzification sont généralement utilisées : la méthode de la moyenne des maxima (*Mean of Maximum*), la méthode de la hauteur (*Height method*) et la méthode du centre de gravité (*Centre of Gravity - COG*). Cependant, cette dernière est la plus couramment utilisée, car sa valeur défuzzifiée est très lisse par rapport aux autres méthodes [19].

L'algorithme de défuzzification par centroïde est appliqué pour exécuter ces fonctions en se basant sur le centre de gravité des fonctions d'appartenance définies. La sortie de cette méthode est déterminée selon l'équation III.11

$$\bar{m} = \frac{\sum_{i=1}^L W_i C_i}{\sum_{i=1}^L W_i} \quad \text{III.11}$$

Où W_i est la force d'activation de la i^e règle et C_i est la valeur centrale de la fonction d'appartenance de sortie.

III.2.2.2.1.4- Algorithme MPPT pour un Générateur Éolien Basé sur *FLC*

Cette approche repose sur un contrôleur flou capable d'appréhender le comportement du système à travers un ensemble de règles heuristiques, évitant ainsi la nécessité d'une modélisation mathématique détaillée. En exploitant ces règles, le *FLC* ajuste dynamiquement le système afin d'optimiser la capture d'énergie et de maintenir les performances du générateur dans une plage de fonctionnement optimale.

La figure III.13 illustre le *FLC* pour le *MPPT*, comprenant les blocs de fuzzification, de base de règles et de défuzzification, [20].

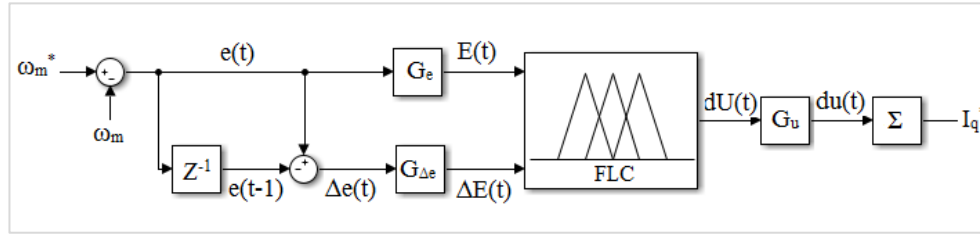


Figure III.13-Contrôle MPPT basé sur la logique floue.

Afin de maximiser l'énergie produite par une éolienne en fonction des fluctuations de la vitesse du vent, le système de conversion d'énergie éolienne (WECS) doit être équipé d'un contrôleur capable d'assurer son fonctionnement autour du point d'opération optimal. Dans ce chapitre, une stratégie MPPT est proposée pour extraire un maximum de puissance d'une éolienne à vitesse variable basée sur une GSAP en utilisant une commande par logique floue.

La stratégie proposée repose sur la surveillance et l'analyse de la caractéristique puissance-vitesse de rotation afin de déterminer la vitesse de rotation optimale en surveillant la puissance produite. L'entraînement de la machine est utilisé pour convertir le mouvement de rotation disponible à son arbre en énergie électrique. Un convertisseur du côté machine électrique est employé pour contrôler le WECS.

La conception d'une FLC pour le contrôle des entraînements électriques nécessite le choix de certains paramètres.

La fuzzification peut être représentée par une fonction d'appartenance μ , qui associe à chaque élément de l'univers de discours X une valeur dans l'intervalle $[-1, 1]$.

L'univers de discours est subdivisé en cinq ensembles flous, caractérisés par les désignations standards suivantes :

- *NB (Negative Big) : Grand Négatif,*
- *NS (Negative Small) : Petit Négatif,*
- *ZE (Equal Zero) : Zéro,*
- *PS (Positive Small) : Petit Positif,*
- *PB (Positive Big) : Grand Positif,*

Pour les fonctions d'appartenance, nous avons choisi des formes triangulaires et trapézoïdales, comme illustré dans la figure III.14 [21].

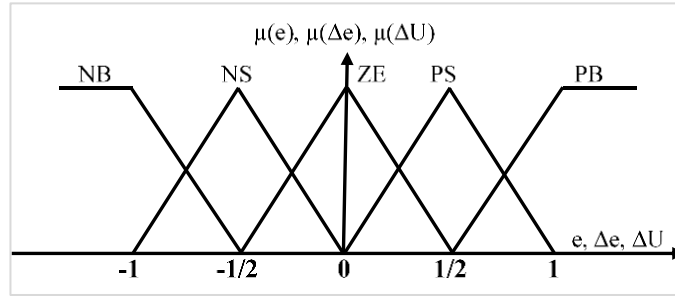


Figure III.14- Fonctions d'appartenance des variables d'entrées et de sortie

À partir de l'étude du comportement du système, la base de règles floues est une collection de plusieurs règles « *IF – THEN* ». Nous pouvons établir les règles d'ordonnancement, qui peuvent être représentées par la matrice d'inférence suivante.

Tableau III .1 : Matrice d'inférence des règles floues.

dU		Δe				
		NB	NS	Z	PS	PB
e	NB	NB	NB	NS	NS	Z
	NS	NB	NS	NS	Z	PS
	Z	NS	NS	Z	PS	PS
	PS	NS	Z	PS	PS	PB
	PB	Z	PS	PS	PB	PB

Les deux entrées du régulateur flou sont l'erreur de vitesse et sa variation. L'erreur de vitesse, notée e , est définie par :

$$e = \Delta\Omega = \Omega^* - \Omega \quad \text{III.12}$$

La variation de l'erreur de vitesse, notée Δe , est définie par :

$$\Delta e = e(K+1) - e(K) \quad \text{III.13}$$

La sortie du FLC correspond à la variation du couple électromagnétique, noté ΔU .

III.2.2.2- Méthode proposée : Régulateur logique flou à auto-ajustement (ST_FLC).

Nous proposons une méthode de contrôle flou auto-ajustable (Self-Tuning FLC - ST-FLC) simple mais efficace, où le gain du contrôleur est ajusté en continu à l'aide d'un facteur de mise à jour du gain.

Dans notre approche, nous nous concentrons uniquement sur l'ajustement du facteur d'échelle (Scaling Factor - *SF*) de la sortie, en le considérant comme équivalent au gain du contrôleur. L'ajustement du *SF* de sortie est priorisé en raison de son impact significatif sur les performances et la stabilité du système.

Dans cette méthode, le *FLC* principal est ajusté en ligne (on-line, pendant le fonctionnement) en modifiant instantanément son *SF* de sortie à l'aide d'un facteur de mise à jour du gain β . La valeur de β est déterminée à partir d'un algorithme mathématique basé sur la variation de l'erreur (Δe), elle-même dérivée de la connaissance experte du système.

Le *ST-FLC* proposé est appliqué au contrôle flou *MPPT* et comparé au *FLC* standard à l'aide de simulations sous diverses conditions de fonctionnement.

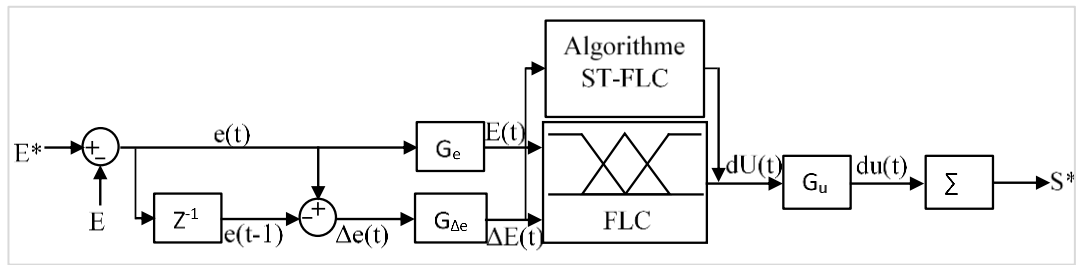


Figure III.15- Structure du contrôleur flou auto-ajustement (*ST-FLC*).

Le *ST-FLC* proposé utilise un algorithme simple qui réduit la complexité du système et la charge de calcul.

Les *MFs* des deux entrées normalisées (e et Δe) et de la sortie (Δu) du *FLC* figure III.15 sont définies sur la plage normalisée commune $[-1.5, 1.5]$.

Les relations suivantes existent entre les facteurs d'échelle (*SFS* : G_e , $G_{\Delta e}$ et G_u) et les variables d'entrée et de sortie du *ST-FLC* :

$$e = G_e \times e \quad \text{III.14}$$

$$\Delta e = G_{\Delta e} \times \Delta e \quad \text{III.15}$$

$$\Delta u = (\beta * G_u) \times \Delta u \quad \text{III.16}$$

Où:

$$\beta = K_1 \left(\frac{1}{m} + |\Delta e| \right) \quad \text{III.17}$$

Avec :

- e : Erreur de vitesse, et G_e est le facteur d'échelle d'entrée pour l'erreur de vitesse.

- Δe : Variation de l'erreur de vitesse, et $G_{\Delta e}$ est le facteur d'échelle d'entrée pour cette variation.

- Δu : Variation de la sortie floue, et G_u est le facteur d'échelle de sortie pour cette variation.

La variable β est un facteur de mise à jour non linéaire du gain pour le facteur d'échelle de sortie G_u . Elle est formulée sur la base de la connaissance experte du système selon le concept suivant :

- Si le système se rapproche rapidement de son point de fonctionnement souhaité (petit Δe), alors l'action de sortie (Δu) doit être réduite (diminution de G_u) afin d'éviter un dépassement ou un sous-dépassement important,
- À l'inverse, si le système s'éloigne rapidement du point de fonctionnement souhaité (grand Δe), alors l'action de sortie (Δu) doit être augmentée (augmentation de G_u) afin de limiter ces écarts et d'accélérer le retour du système à son point de fonctionnement optimal.

En d'autres termes, si Δe est faible, alors G_u doit être réduit, et si Δe est grand, alors G_u doit être augmenté. Cette relation entre Δe et G_u explique pourquoi la valeur de β est formulée en ajoutant Δe à la fraction $(\frac{1}{m})$ afin d'éviter une multiplication du gain trop faible (G_u) lorsque Δe est très petit. Une multiplication de gain trop faible peut entraîner des oscillations et une instabilité pendant le fonctionnement en régime permanent.

La valeur de m est choisie en fonction du nombre de partitions floues uniformes d'entrée (e et Δe). La valeur de K_I est sélectionnée pour permettre une variation efficace de β , et elle est fixée en fonction du processus d'ajustement.

Les autres paramètres flous restent inchangés, similaires aux paramètres fixes du *FLC* standard. La différence entre le *ST-FLC* et le *FLC* à paramètres fixes standard est que, tandis que le *FLC* standard utilise un facteur d'échelle de sortie constant, le *ST-FLC* utilise l'algorithme basé sur β (comme décrit dans l'équation) pour ajuster dynamiquement le facteur d'échelle de sortie en fonction de la variation de l'erreur de vitesse Δe [22].

III.2.2.2.1- Algorithme MPPT pour le générateur éolien basé sur *ST-FLC*

La commande *ST-FLC* offre l'avantage de gérer la non-linéarité du système sans nécessiter les paramètres du modèle mathématique. Elle applique le couple de référence au *GSAP* pour atteindre la vitesse de rotation optimale, ce qui permet d'obtenir un couple optimal, puis une puissance maximale, comme illustré à la figure III.16.

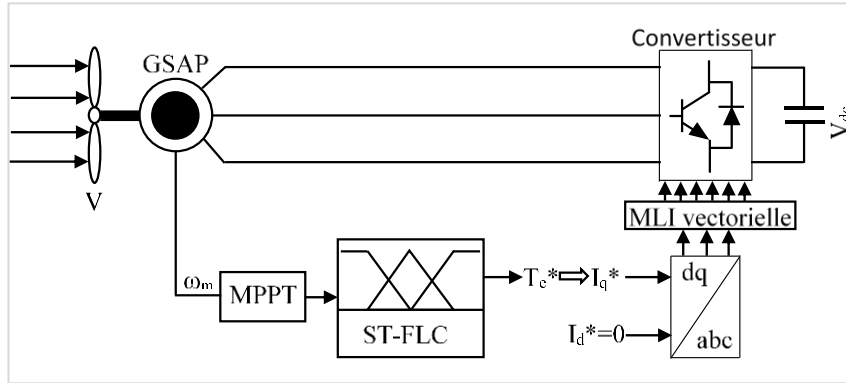


Figure III.16- Commande MPPT basée sur ST-FLC.

Deux variables d'entrée sont utilisées dans le contrôleur *FLC* : l'erreur de vitesse e et la variation de l'erreur de vitesse de/dt .

À la première étape, à l'aide des fonctions d'appartenance triangulaires, les variables d'entrée doivent être converties en variables floues e et Δe . Les univers de discours des variables d'entrée e et Δe sont $(-1, 1)$ rad/s. L'univers de discours de la variable de sortie est $(-1, 1)$. Chaque univers de discours est divisé en cinq ensembles flous : *NB* : Négatif-grand, *NS* : Négatif-petit, *ZE* : Environ Zéro, *PS* : Positif-petit, *PB* : Positif-grand.

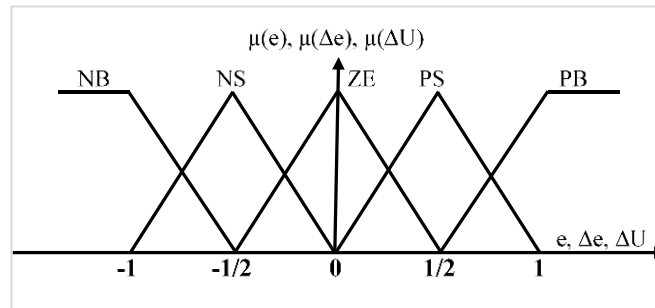


Figure III.17- Fonctions d'appartenance des différentes variables.

À la deuxième étape, le contrôleur *ST-FLC* exécute les 25 règles de contrôle pour obtenir la sortie en fonction des entrées. Le tableau III .2 présente les règles de contrôle :

Tableau III .2 - Matrice d'inférence des règles floues.

dU		Δe				
		<i>NB</i>	<i>NS</i>	<i>Z</i>	<i>PS</i>	<i>PB</i>
<i>e</i>	<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>NS</i>	<i>NS</i>	<i>Z</i>
	<i>NS</i>	<i>NB</i>	<i>NS</i>	<i>NS</i>	<i>Z</i>	<i>PS</i>

	Z	NS	NS	Z	PS	PS
	PS	NS	Z	PS	PS	PB
	PB	Z	PS	PS	PB	PB

III.2.3- Algorithmes MPPT pour le générateur photovoltaïque

Comme illustré à la figure II.13, la courbe P-V d'un champ photovoltaïque présente un unique point de puissance maximale (*MPP*), dont la position varie en fonction des conditions météorologiques. Pour assurer un suivi continu de ce point, la technique *MPPT* est intégrée au système de conversion d'énergie photovoltaïque, reliant ainsi le champ *PV* à la charge ou au réseau électrique.

Le principe de cette technique repose sur l'ajustement du rapport cyclique (*D*) en fonction des mesures de courant et de tension du champ *PV*, ainsi que des données d'irradiation solaire et de température. Cet ajustement permet d'optimiser le fonctionnement du système de conversion et d'améliorer l'extraction de puissance. Le rapport cyclique est ensuite converti en un signal à l'aide de *MLI*, comme illustré à la figure III.17.

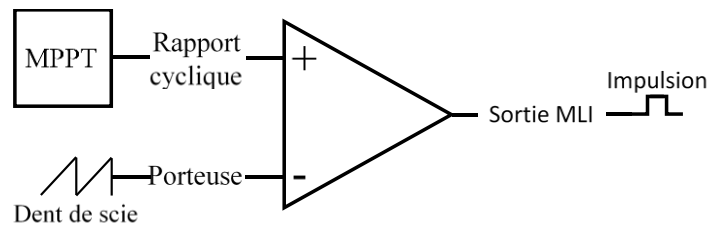


Figure III.18 Schéma de commande du système photovoltaïque.

Le circuit *MLI* compare ce signal avec un signal en dent de scie pour générer une impulsion de commande : lorsque le signal en dent de scie est inférieur au signal de rapport cyclique, la sortie *MLI* est activée (T_{on}), sinon elle est désactivée (T_{off}), comme montré à la figure III.18. Ce processus se répète en continu afin d'adapter le fonctionnement du champ *PV* aux variations des conditions climatiques. Le rapport cyclique optimal dépend de la position du *MPP* sur la courbe P-V : si le point de fonctionnement est à droite du *MPP*, *D* augmente jusqu'à l'atteindre ; sinon, il diminue.

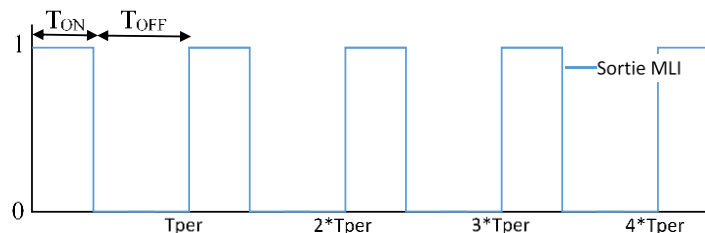


Figure III.19 Forme d'onde d'un contrôleur *MPPT*.

En général, plusieurs facteurs doivent être pris en compte lors de la conception d'une méthode *MPPT* pour un système *PV*, notamment l'efficacité du suivi, le coût, les pertes d'énergie et le type d'implémentation. En tenant compte de ces critères, plusieurs techniques *MPPT* ont été proposées pour les systèmes photovoltaïques, qui peuvent être classées en deux catégories :

- Les techniques conventionnelles, telles que la tension constante (*CV*) [23], la fraction de la tension en circuit ouvert (*FOCV*), Perturbe and Observe (*P&O*) [24] et la conductance incrémentale (*IC*) [25],
- Les techniques basées sur l'intelligence artificielle (*IA*), telles que le contrôleur logique flou (*FLC*) [26], les réseaux de neurones artificiels (*ANN*) [27], le système de neuro-inférence flou adaptatif (*ANFIS*) [28] et l'optimisation par essaims particulaires (*PSO*) [29].

III.2.3.1- Méthode MPPT classique

III.2.3.1.1- Algorithme de Perturbation et Observation pour l'Optimisation de Puissance

L'algorithme *P&O* est largement utilisé pour les techniques de *MPPT* des systèmes *PV* en raison de son faible coût et de sa mise en œuvre simple.

Comme illustré dans la figure III.19, le principe de fonctionnement de cette méthode repose sur le calcul de la puissance du *PV* en utilisant les valeurs mesurées de la tension et du courant du panneau photovoltaïque. Ensuite, ces valeurs sont comparées avec la puissance précédente pour déterminer la direction de l'algorithme *P&O* et, par conséquent, mettre à jour le cycle de travail (*D*) du convertisseur *DC-DC*, conformément à l'équation III.18 :

$$D(K+1) = D(K) \pm \Delta D \quad \text{III.18}$$

$D(K+1)$ et $D(K)$ représentent respectivement la nouvelle et l'ancienne perturbation de *D*, et ΔD est l'incrément de pas de la référence *D*.

Fondamentalement, le point de fonctionnement de l'algorithme *P&O* se déplace dans la même direction lorsque la tension et la puissance du panneau *PV* augmentent en raison de l'augmentation de *D* ; sinon, il se déplace dans la direction opposée. Ce processus continue jusqu'à atteindre le *MPP*, puis oscille autour de ce point.

Le tableau III .3 explique les propriétés générales de l'orientation de l'algorithme *P&O*. Cependant, le fonctionnement du *P&O-MPPT* est confronté à trois problèmes majeurs :

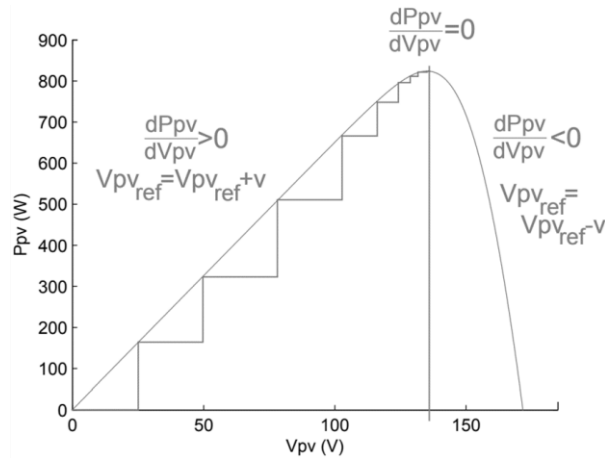
- Un temps de convergence long
- De fortes oscillations autour du *MPP*
- Un problème de dérive en cas de variations rapides de l'irradiance.

Tableau III .3- Probabilités de direction pour un algorithme P&O

ΔP	ΔV	Direction de perturbation
+	+	+
+	-	-
-	+	-
-	-	+

Ces problèmes sont expliqués comme suit :

Il est évident qu'une grande valeur de ΔD permet d'atteindre rapidement l'état stable, mais entraîne de fortes fluctuations après avoir atteint le *MPP*. À l'inverse, une petite valeur de ΔD entraîne un état stable plus lent avec des fluctuations plus douces. Selon cette conception, la taille de ΔD est un paramètre crucial pour ajuster le fonctionnement du système.

**Figure III.20-** Schéma fonctionnel de l'évolution de l'algorithme *MPPT*.

L'organigramme de la figure III.21 illustre le fonctionnement de l'algorithme *P&O* conventionnel. Cet algorithme repose sur une perturbation périodique de la tension du panneau solaire et l'observation de l'évolution de la puissance en réponse à cette perturbation.

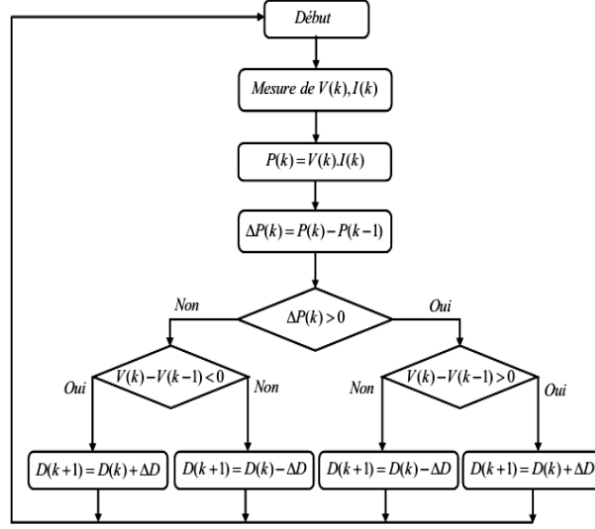


Figure III.21- Organigramme de l'algorithme *P&O* conventionnel

L'organigramme suit une séquence logique débutant par l'initialisation des paramètres, suivie de la mesure de la tension et du courant. Ensuite, la puissance est calculée et comparée à sa valeur précédente. En fonction du changement observé, la tension de commande est ajustée soit en l'augmentant, soit en la diminuant pour maximiser la puissance extraite du panneau. Ce processus se répète en boucle afin d'assurer un suivi dynamique du *MPP* malgré les variations des conditions climatiques [30].

III.2.3.2- Méthodes *MPPT* intelligentes

III.2.3.2.1- Algorithme de logique floue

La commande par logique floue est une technique courante qui permet d'améliorer considérablement les performances de la technique *MPPT* en termes de vitesse de réponse et de faible fluctuation autour du point de puissance maximale. Cependant, les principaux inconvénients du *FLC-MPPT* conventionnel sont le problème de dérive associé aux variations de l'irradiance et une mise en œuvre plus complexe par rapport au *P&O-MPPT*.

Généralement, le *FLC-MPPT* conventionnel possède deux entrées et une sortie, comme illustré dans les équations (III.19) et (III.20) [31].

$$e(k) = \frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{P_{(k)} - P_{(k-1)}}{V_{(k)} - V_{(k-1)}} \quad \text{III.19}$$

$$\Delta e(k) = e_{(k)} - e_{(k-1)} \quad \text{III.20}$$

$e(K)$ est le changement de pente de la courbe $P-V$, et Δe est la variation de sa valeur de pente de la courbe $P-V$. La sortie est la variation du rapport cyclique ΔD , qui ajuste la performance du convertisseur DC-DC selon l'Équation III.18 [32]

Le fonctionnement du *FLC-MPPT* conventionnel consiste à examiner la première entrée : si cette valeur est supérieure à zéro, l'incrément du rapport cyclique augmente jusqu'à atteindre le *MPP*. En revanche, si elle est inférieure à zéro, le rapport cyclique diminue jusqu'à atteindre la valeur optimale. La deuxième entrée est ensuite utilisée pour réduire efficacement l'oscillation du rapport cyclique.

La quantité de fonctions d'appartenance dans la méthode *FLC-MPPT* conventionnelle est divisée en cinq valeurs : négatif grand (*NB*), négatif petit (*NS*), zéro (*ZE*), positif petit (*PS*) et positif grand (*PB*), comme illustré dans la figure III.20. Par exemple, si la valeur de l'erreur est *NB* et que l'erreur de changement est également *PB*, les règles prédéfinies assignent la prochaine variation du rapport cyclique à *Z*. Ce processus continue jusqu'à ce que le *MPP* optimal soit atteint.

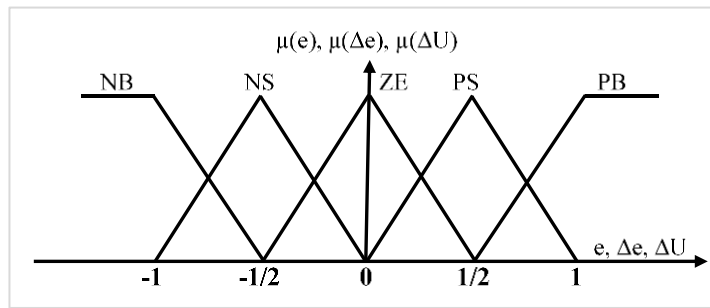


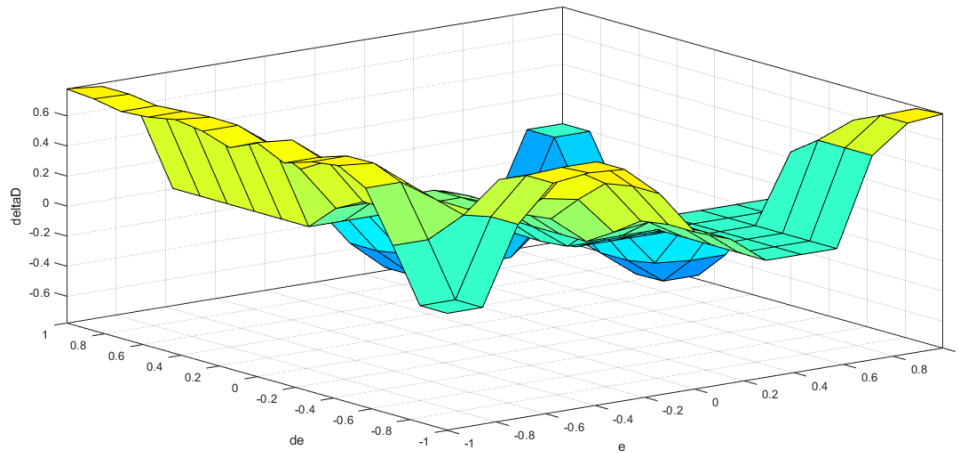
Figure III.22- Les fonctions d'appartenances des entrées/sortie.

Le tableau III.4 regroupe l'ensemble des règles d'inférence du *FLC* appliqué au *MPPT*. Ces règles sont définies en fonction des variations de l'erreur et de sa dérivée pour ajuster le rapport cyclique. Elles permettent d'optimiser le suivi du *MPP* en fonction des conditions d'ensoleillement et de charge.

Tableau III .4- Les règles utilisées pour déterminer la sortie $D(K)$

dU		Δe				
		NB	NS	Z	PS	PB
e	NB	<i>Z</i>	<i>Z</i>	<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>NB</i>
	NS	<i>Z</i>	<i>Z</i>	<i>NS</i>	<i>Z</i>	<i>NS</i>
	Z	<i>NS</i>	<i>Z</i>	<i>Z</i>	<i>Z</i>	<i>PS</i>
	PS	<i>PS</i>	<i>PS</i>	<i>PS</i>	<i>Z</i>	<i>Z</i>
	PB	<i>PB</i>	<i>PB</i>	<i>PB</i>	<i>Z</i>	<i>Z</i>

La figure III.21 représente la surface de réponse du *FLC-MPPT* en trois dimensions, illustrant la relation entre l'erreur, sa dérivée et la commande de sortie. Cette visualisation permet d'observer l'évolution de la réponse du système en fonction des différentes entrées. Elle met en évidence la logique floue utilisée pour améliorer la stabilité et la rapidité de convergence vers le *MPP*.

Figure III.23- Surface de réponse du *FLC-MPPT* en trois dimensions

En général, le *FLC-MPPT* est considéré comme l'un des contrôleurs les plus efficaces pour un système *PV* en raison de sa faible fluctuation et de sa grande précision pour atteindre le *MPP*. De plus, comme mentionné précédemment, il ne nécessite pas de données d'apprentissage et fonctionne donc sur différents types de modules *PV* avec le même design *MPPT*.

III.2.3.2.2-Approche Proposée : *ST-FLC*

La méthode proposée combine les avantages du *P&O-MPPT* pour prendre en compte les variations lentes et rapides de l'irradiance solaire, ainsi que la réduction du temps de traitement du *FLC-MPPT* pour traiter des problèmes d'ingénierie complexe lorsque le nombre de fonctions d'appartenance est limité.

Pour évaluer leurs performances, le *P&O-MPPT*, le *FLC-MPPT* et la méthode proposée, *ST-FLC*, sont simulés à l'aide d'un modèle MATLAB/Simulink.

ST-FLC repose sur un contrôleur flou de type Mamdani. Conformément à l'algorithme *MPPT P&O* (Figure III.22), l'approche proposée utilise l'erreur e comme entrée et ajuste dynamiquement la sortie à l'aide d'un algorithme d'auto-ajustement spécifique.

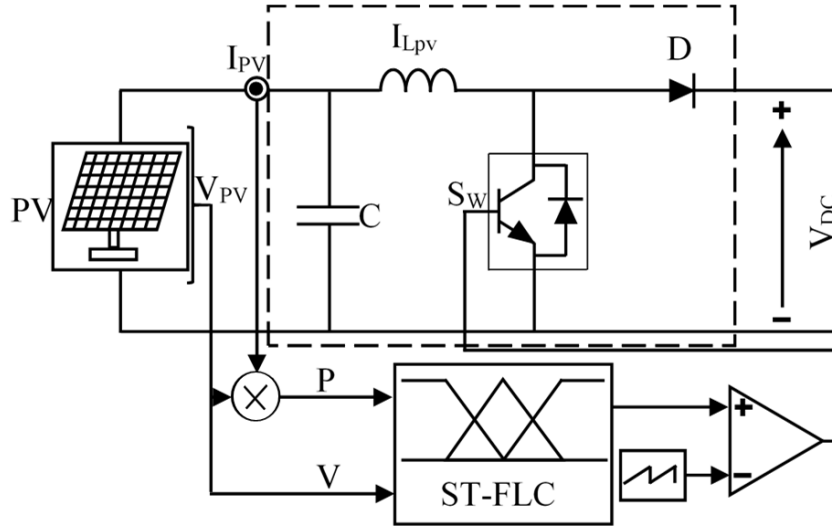


Figure III.24- ST_FLC MPPT pour le contrôle solaire

En prenant $e = \frac{DP}{DV}$ à chaque étape et en considérant le signe de DP et DV , la sortie, qui est le cycle

de service dD , est ajustée comme suit :

$$\text{Si } e < 0 \text{ then } D = D + \Delta D \quad \text{III.21}$$

$$\text{Si } e > 0 \text{ then } D = D - \Delta D \quad \text{III.22}$$

$$\text{Si } e = 0 \text{ then } D = D \quad \text{III.23}$$

La sortie du système proposé est le cycle de rapport variable ΔD , qui est ajouté à l'itération précédente du cycle de rapport, comme indiqué dans l'équation (III.24). En conséquence, la taille du pas du cycle de rapport est grande lorsque le point de fonctionnement est éloigné du *MPP* et devient automatiquement très petite lorsque le point de fonctionnement s'en rapproche. Ainsi, le système proposé augmente la vitesse de suivi du *MPPT* lorsque les conditions météorologiques changent rapidement. De plus, il réduit les oscillations autour du *MPP* en régime permanent. En outre, la solution proposée est plus précise pour atteindre le nouveau *MPP* lorsque l'irradiance change, grâce aux règles adaptatives du système flou en fonction des conditions météorologiques. Enfin, le système proposé offre une mise en œuvre moins complexe, un temps de traitement minimal et une meilleure efficacité par rapport à la méthode *FLC-MPPT* conventionnelle.

L'intégrateur utilise la méthode d'Euler avant (la méthode standard) pour obtenir le cycle de service (D), où la valeur du gain k et le temps d'échantillonnage T de l'intégrateur sont respectivement fixés à 1 et 0,01. La mise à jour du cycle de service suit l'équation suivante :

$$D(k) = D(K-1) + k.TdD(k-1) \quad \text{III.24}$$

Le *ST-FLC MPPT* utilise un ensemble de règles floues pour ajuster la sortie ΔD . Le Tableau III.5 présente ces règles, qui permettent de déterminer la correction appliquée en fonction des entrées du système. Ces règles sont essentielles pour améliorer la réponse dynamique et optimiser le suivi du *MPP*.

Tableau III .5-Les règles utilisées pour déterminer la sortie ΔD

dD		E				
		NB	NS	Z	PS	PB
ΔE	NB	NB	NB	NS	NS	Z
	NS	NB	NS	NS	Z	PS
	Z	NS	NS	Z	PS	PS
	PS	NS	Z	PS	PS	PB
	PB	Z	PS	PS	PB	PB

La figure III.25 illustre les fonctions d'appartenance utilisées pour les entrées et les sorties du *FLC*. Ces fonctions définissent les degrés d'appartenance des variables d'entrée, telles que l'erreur et sa dérivée, ainsi que la sortie ΔD . Elles jouent un rôle important dans l'inférence floue en permettant une transition progressive entre les différentes règles de contrôle.

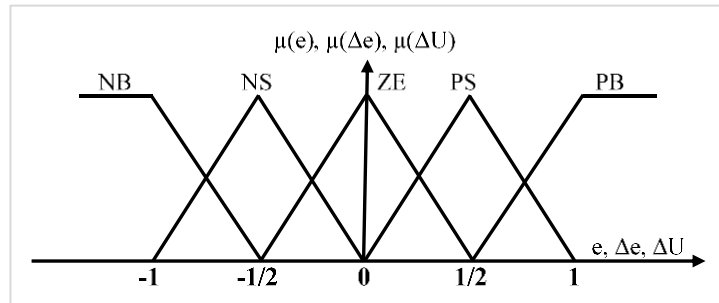


Figure III.25-Les fonctions d'appartenances des entrées et sorties.

La figure III.26 représente une surface 3D illustrant la relation entre l'entrée 1 (e) et l'entrée 2 (Δe) par rapport à la sortie (ΔD). Cette surface permet de visualiser l'effet des variations des entrées sur la sortie du contrôleur flou, mettant en évidence la logique de décision utilisée pour ajuster le pas d'incrément.

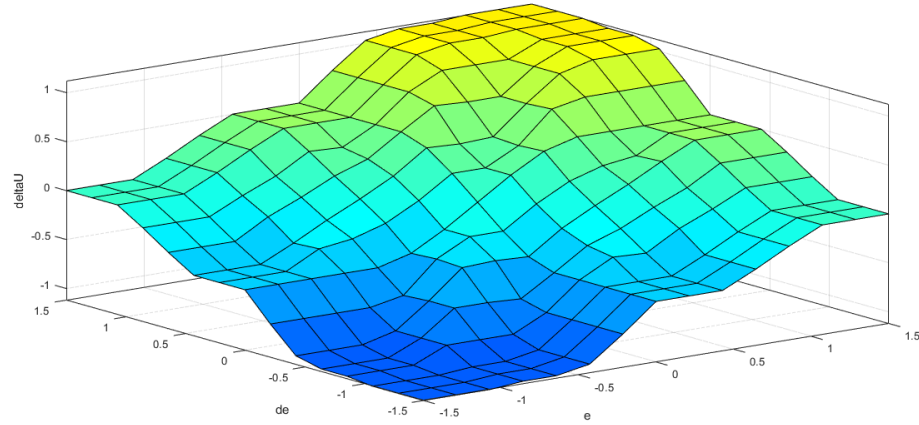


Figure III.26- Surface de réponse du *ST-FLC MPPT* en trois dimensions

III.3- Résultats et interprétations

Les performances de la commande du système sont évaluées pour les paramètres indiqués dans le tableau A.2, A.3 et A.4 (annexes). La simulation, réalisée sous Matlab/Simulink, évalue l'efficacité des algorithmes dans diverses conditions climatiques potentielles. Afin d'évaluer le système de commande proposé pour des situations proche de la réalité, nous avons excité la turbine éolienne avec un profil de vent variable comme le montre la figure III.27 et l'irradiance solaire montrée sur Figure III.35.

III.3.1- Le générateur éolien

La stratégie de contrôle du système de conversion d'énergie éolienne est étudiée en simulation en utilisant Sim Power System.

Pour comparer les performances des stratégies *MPPT* basées sur un régulateur *PI*, un *FLC* et un *STFLC*, ou plusieurs critères ont été analysés, notamment la vitesse de la *GSAP*, la puissance extraite de la turbine, les courants du convertisseur, la tension du bus *DC*, ainsi que la qualité de l'injection d'énergie dans le réseau.

L'analyse de la vitesse de la *GSAP* sous différentes méthodes de contrôle révèle que les trois stratégies permettent un bon suivi de la référence avec de bonnes performances en régime dynamique et en régime établi. Cependant, le régulateur *PI* présente un temps de réponse plus long et des oscillations résiduelles plus marquées en présence de variations de vent. Le *FLC* améliore la stabilité en réduisant ces oscillations, tandis que le *STFLC* offre la meilleure réponse dynamique avec un suivi précis, un temps de réponse court et une absence de dépassement significatif.

Les Figures III.30 et III.31 montrent les performances des courants i_{sd} et i_{sq} où ceux-ci suivent parfaitement leurs références. Les courants i_{sd} et i_{sq} montrent une meilleure stabilité avec le *STFLC* et le *FLC*, où ils suivent précisément leurs références avec des fluctuations réduites tandis que le *PI* engendre des oscillations plus importantes, surtout lors des transitions entre différents régimes de vent.

On observe une corrélation directe entre i_{sq} et C_{em} confirmant que le couple électromagnétique est contrôlé par le courant quadratique. Lorsque i_{sq} augmente, le couple C_{em} augmente proportionnellement validant alors l'efficacité du contrôle de la puissance éolienne.

L'analyse de la tension du bus *DC* (V_{dc}) met en évidence une meilleure stabilité avec une réponse rapide aux perturbations et une atténuation efficace des fluctuations sous *STFLC* et *FLC*. Les résultats avec *PI*, présentent des variations plus marquées dues à sa réponse plus lente face aux changements de conditions.

La tension continue est régulée avec précision autour de sa valeur de référence de 630V, sans présenter d'erreur notable, comme l'illustre la Figure III.33. Cette stabilité témoigne de l'efficacité du régulateur *PI* mis en place, assurant une réponse rapide et une bonne capacité de suivi de la consigne.

Enfin, l'injection d'énergie dans le réseau est plus qualitative avec le *STFLC*, où la tension (figure III.34) présente une meilleure synchronisation et un faible taux de distorsion harmonique.

Dans l'ensemble, la commande *STFLC* se démarque par sa capacité à optimiser la récupération d'énergie et à améliorer la stabilité du système. Le *FLC* constitue une alternative intéressante, apportant une amélioration par rapport au *PI* sans toutefois atteindre la performance adaptative du *STFLC*. Le *PI*, bien que simple à implémenter, montre ses limites en termes de réactivité et d'optimisation énergétique.

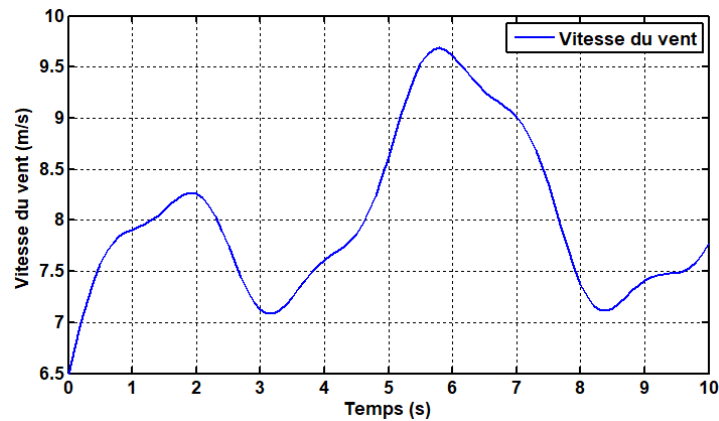


Figure III.27- Profil du vent

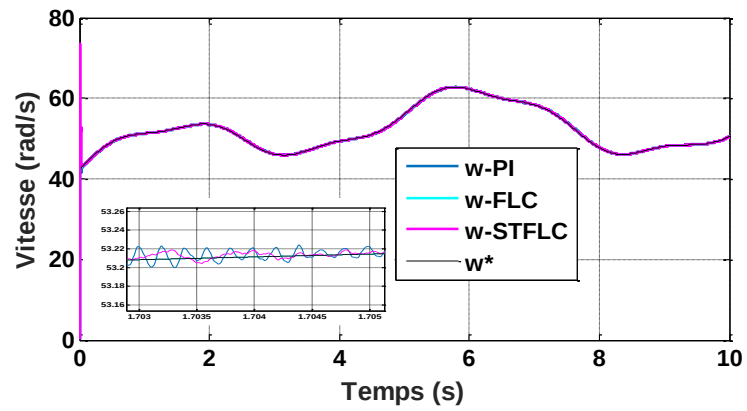


Figure III.28- vitesse de la GSAP

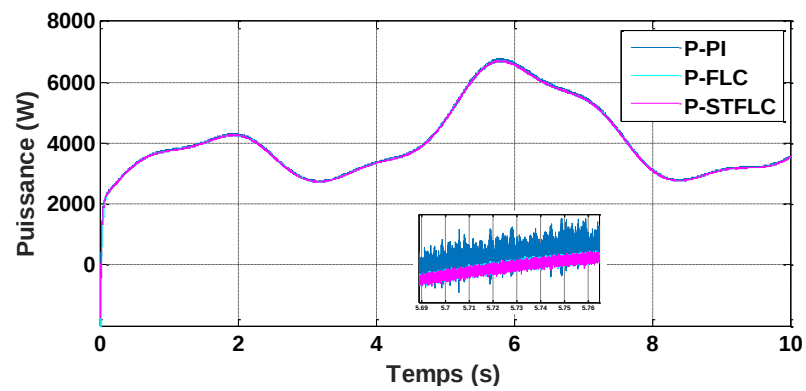


Figure III.29- Puissance de sortie de l'éolienne.

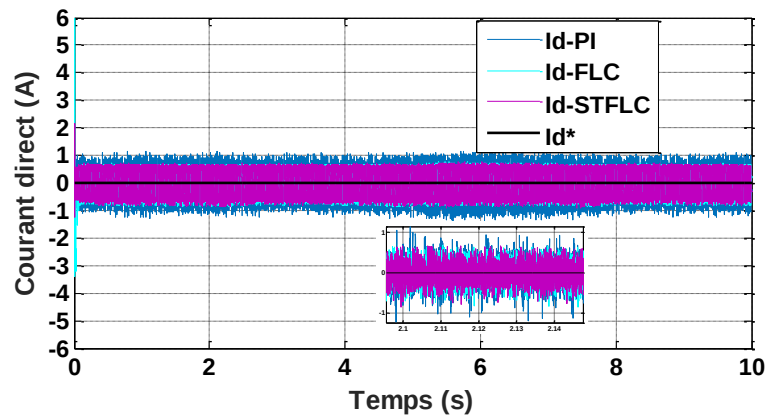


Figure III.30- Courant direct de la GSAP.

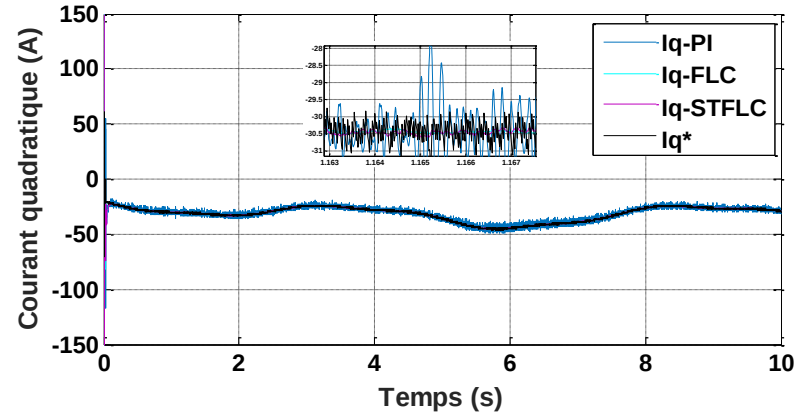


Figure III.31- Courant quadratique de la GSAP.

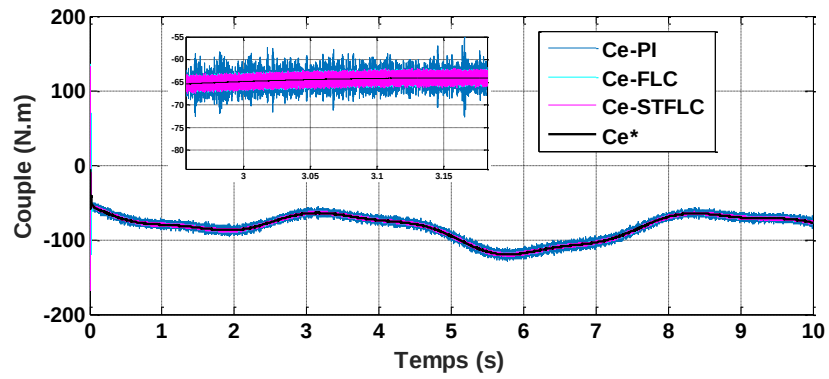


Figure III.32- Couple électromagnétique de la GSAP.

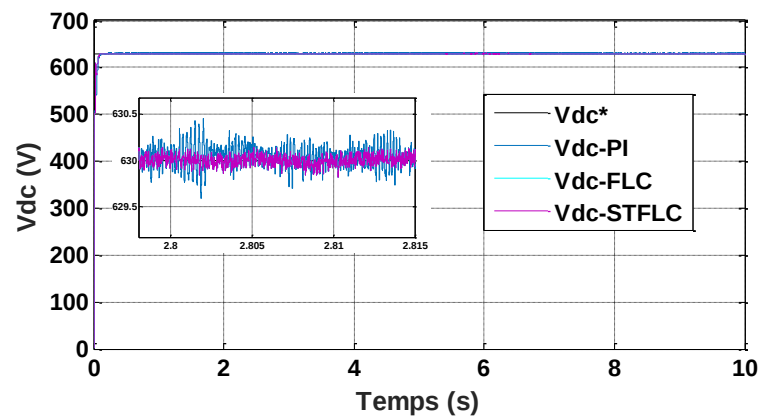


Figure III.33- Tension continue.

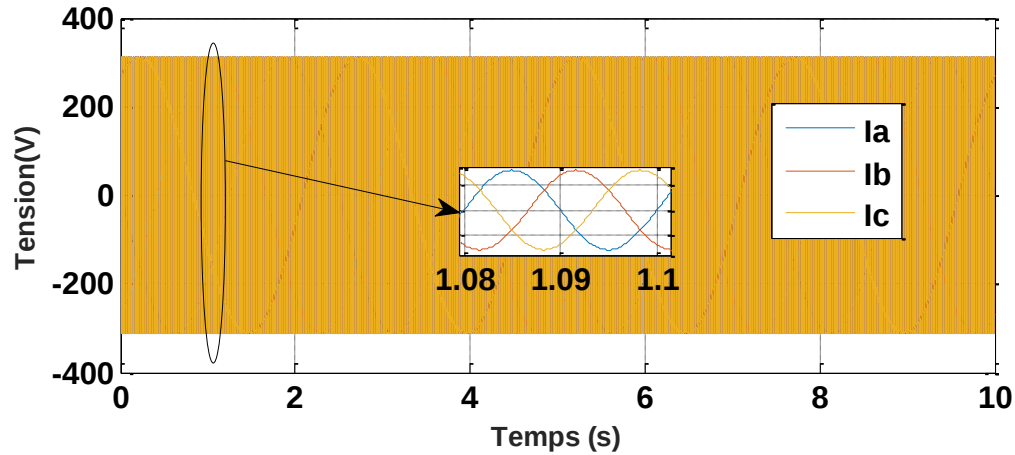


Figure III.34- Tension du réseau.

III.3.2- Le générateur photovoltaïque

Le panneau utilisé est de puissance maximale de **2700 W**, dont les paramètres techniques dans les conditions nominales sont donnés dans le tableau A.2 (Annexes). Nous supposons que la température ambiante est constante et égale à **25°C** pour toutes les simulations et que la tension du bus continu reste constante.

Le convertisseur survolteur fonctionne à une fréquence de **2 KHz**. Afin de montrer l'efficacité des algorithmes *MPPT* nous avons effectué une série de tests avec une variation significative de l'irradiation solaire sur une courte période comme le montre la figure III.35. Les résultats de simulation sont résumés dans l'ensemble des figures III.36 à III.43.

Les différentes stratégies *MPPT* sont comparées principalement en termes de capacité à suivre le *MPP*, de dynamique, de robustesse et de rendement, notamment dans des conditions climatiques perturbées. Cette analyse permet d'évaluer l'efficacité de l'algorithme adopté.

Dans cette étude, les pertes de puissance ne sont pas prises en compte, le convertisseur étant supposé idéal. Un profil d'irradiation variable est appliqué, avec des valeurs successives de **600 W/m²**, **1000 W/m²**, **700 W/m²**, **500 W/m²**, afin de modifier la puissance fournie par le panneau. Cette puissance est ensuite comparée à la puissance maximale théorique, fixée à **2700 W**.

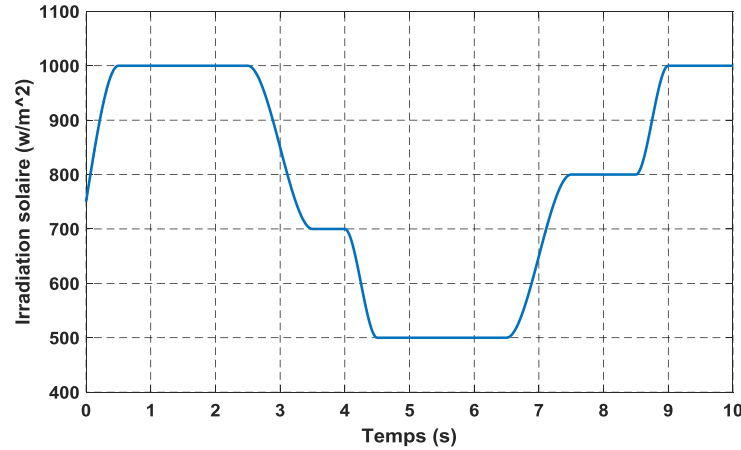


Figure III.35- Irradiation solaire

D'après la figure III.35, la tension de sortie du PV présente une valeur moyenne de **145 V** avec une ondulation avoisinant **0.2 %**, comme le met en évidence la figure III.37 (zoom). En revanche, le courant PV (voir figure III.36) varie significativement en fonction de l'irradiation solaire, passant de **18 A** à **12 A**.

La figure III.38 illustre clairement que l'algorithme *P&O* assure un bon suivi de la puissance tout au long du fonctionnement, avec une dynamique satisfaisante bien que marquée par des oscillations notables autour du point de puissance maximale. L'ondulation du courant généré est d'environ **0.002 %** pour une irradiation de **1000 W/m²**.

Ces observations permettent de conclure que l'algorithme *P&O* est particulièrement bien adapté aux conditions où l'irradiation solaire est élevée.

La figure III.39 montre que la tension continue en sortie de l'hacheur survolteur présente une valeur moyenne stable avec une ondulation faible, estimée à environ **0.003%**. Cette tension reste globalement constante malgré les variations de l'irradiation solaire, ce qui confirme l'efficacité du contrôle appliqué.

Toutefois, des fluctuations mineures subsistent en raison des dynamiques de conversion de puissance. Ces résultats confirment que l'hacheur survolteur assure une régulation efficace de la tension continue, contribuant ainsi à la stabilité du système global.

L'approche *MPPT* basée sur *FLC* et *STFLC* offre une meilleure dynamique pour la puissance extraite et la tension continue V_{dc} . Ces algorithmes assurent un suivi plus rapide et plus précis du point de puissance maximale, réduisant ainsi les oscillations et améliorant l'efficacité énergétique du système.

Par ailleurs, l'ondulation du courant et de la tension est significativement réduite par rapport à l'algorithme *P&O*, comme illustré dans les figures précédentes. Cette atténuation des fluctuations contribue

à une meilleure stabilité du système, ce qui démontre l'avantage des techniques proposées, en particulier dans des conditions de variations rapides d'irradiation solaire.

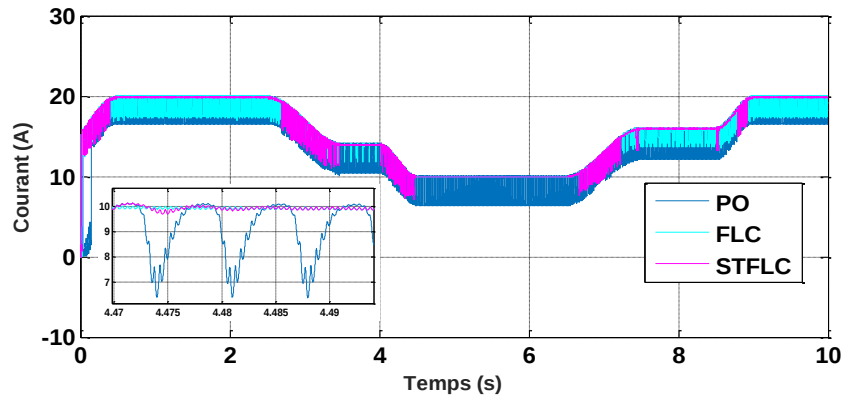


Figure III.36- Courant I_{pv} obtenu par MPPT P&O, MPPT FLC et MPPT STFLC.

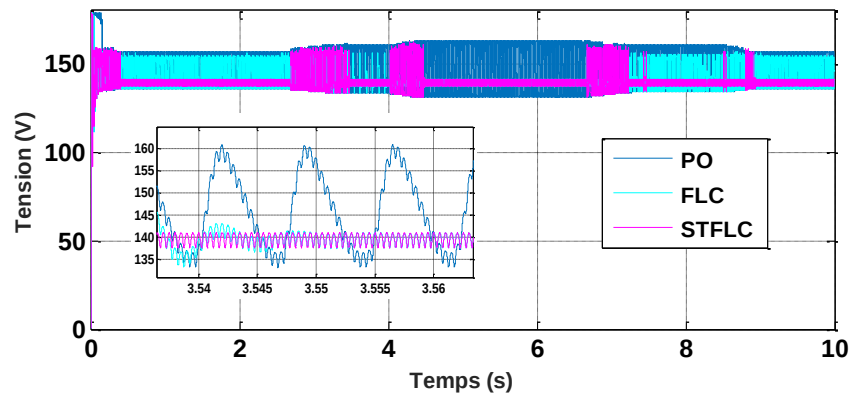


Figure III.37- Tension V_{pv} obtenu par MPPT P&O, MPPT FLC et MPPT STFLC.

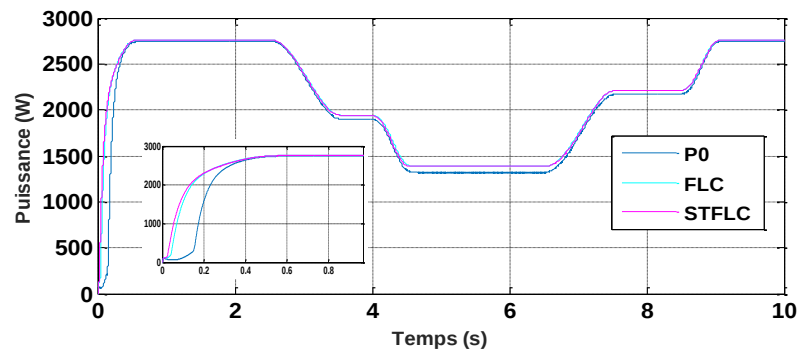


Figure III.38- Puissance P_{pv} obtenu par MPPT P&O, MPPT FLC et MPPT STFLC.

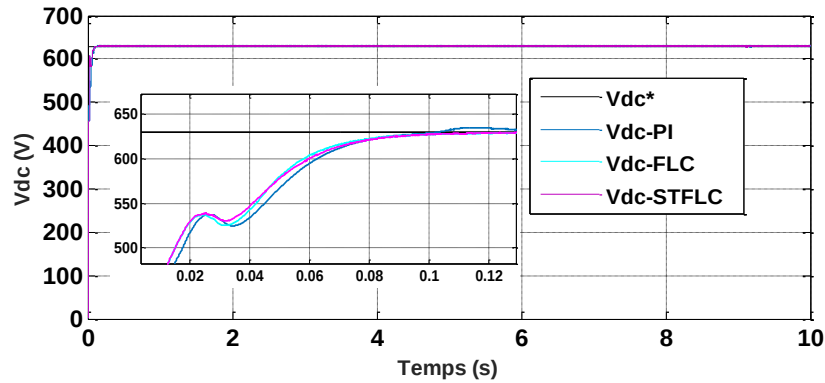


Figure III.39- Tension V_{dc} obtenu par MPPT P&O, MPPT FLC et MPPT STFLC.

III.4- Évaluation dynamique des stratégies MPPT appliquées au PV et à l'éolien

Afin d'évaluer la dynamique du système sous différentes stratégies MPPT, nous avons soumis la turbine éolienne et le panneau photovoltaïque à des profils variables de vent et d'irradiance solaire comme la montre la figure (III.40) et la figure (III.41). L'objectif est d'analyser les performances des régulateurs en termes de temps de réponse (t_r), temps de montée (t_m) et dépassement (%) pour la puissance récupérée.

L'absence de fluctuations significatives indique que le correcteur PI est bien dimensionné, évitant ainsi les dépassements et minimisant le temps de stabilisation. Cela garantit un fonctionnement optimal du système en maintenant une tension continue stable, essentielle pour la conversion et l'injection d'énergie vers le réseau.

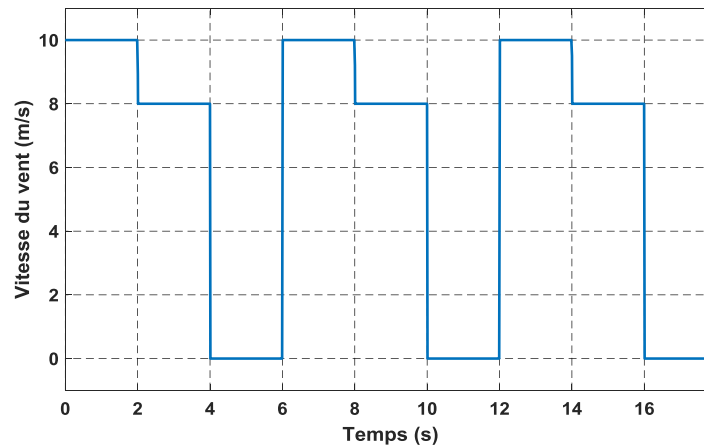


Figure III.40.- Profil de la vitesse du vent.

La réponse de la commande de vitesse du ST-FLC présente des caractéristiques de suivi supérieures par rapport aux autres régulateurs. Dans les situations critiques en temps réel où le contrôleur de supervision de vitesse intervient, le GSAP affiche des temps de réponse très courts, sans dépassement ni erreur en régime permanent, comme illustré dans la Figure III.40.

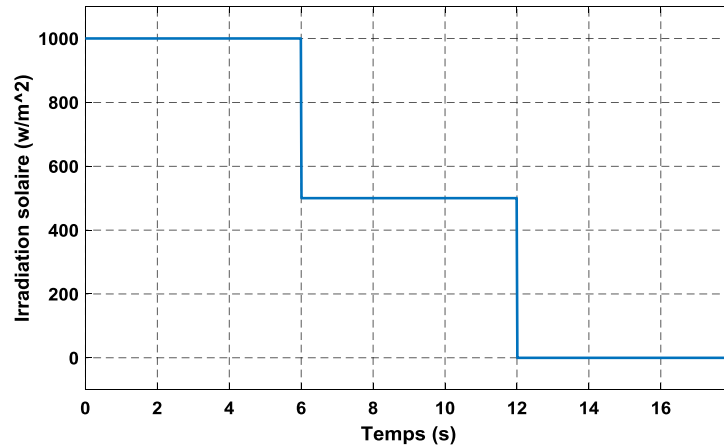


Figure III.41-Profil de l'irradiation solaire.

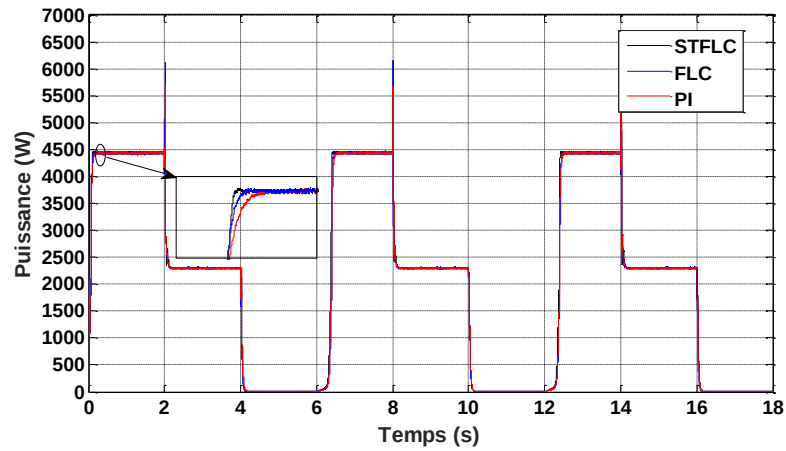


Figure III.42-Puissance de sortie de l'éolienne.

Le tableau III .6 compare les trois contrôleurs. Il est évident que le contrôleur *ST-FLC* présente un temps de réponse plus court et un dépassement réduit par rapport aux autres régulateurs. De plus, le *ST-FLC* affiche un temps de montée et un temps d'établissement plus faibles en comparaison avec les deux autres contrôleurs.

Tableau III .6- Comparaison entre les trois stratégies (éolienne)

Opération	Mesure	PI	FLC	ST-FLC
MPPT Eolien	Temps de réponse (s)	0.193	0.124	0.104
	Temps de montée (s)	0.123	0.102	0.077
	Dépassement (%)	0.909	0.405	0.315

Le *STFLC* présente de meilleures caractéristiques de suivi par rapport aux autres modules de contrôle de puissance, avec un temps de réponse du *PV* nettement plus court que celui des autres régulateurs, comme illustré dans la figure III.41.

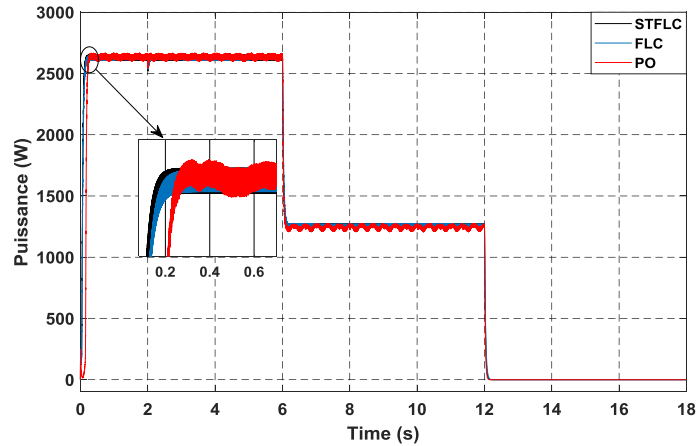


Figure III.43-Puissance de sortie du PV.

Tableau III .7 – Comparaison entre les trois stratégies (PV)

Opération	Mesure	P&O	FLC	ST-FLC
MPPT PV	Temps de réponse (s)	0.273	0.221	0.177
	Temps de montée (s)	0.204	0.115	0.105
	Dépassement (%)	0.506	0.189	0.189

Le tableau III .7 montre les résultats de la comparaison entre les trois régulateurs. Le contrôleur *STFLC* affiche un temps de montée et un temps de stabilisation plus courts. De plus, les régulateurs *STFLC* et *FLC* présentent un dépassement inférieur par rapport au contrôleur *P&O*.

III.5- Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié et développé différentes techniques de suivi du *MPPT* appliquées aux systèmes éoliens et *PV*. L'objectif principal était d'optimiser l'extraction de l'énergie en adaptant dynamiquement le point de fonctionnement des générateurs aux variations des conditions environnementales, notamment la vitesse du vent et l'irradiation solaire.

Nous avons comparé plusieurs approches de commande, allant de la régulation classique par un correcteur *PI* aux techniques avancées basées sur *FLC* et *STFLC*. L'analyse des résultats de simulation sous MATLAB a démontré que les méthodes intelligentes, notamment *STFLC*, offrent des performances supérieures en termes de rapidité de convergence, de réduction des oscillations et d'adaptabilité aux variations rapides des conditions de fonctionnement.

Ces avancées constituent une étape clé pour améliorer l'efficacité énergétique des systèmes hybrides éolien-PV. Elles posent également les bases du chapitre suivant, où nous nous intéresserons à la gestion

optimale du flux de la puissance active afin d'assurer une distribution efficace et équilibrée de l'énergie produite.

Références bibliographiques

- [01] Z. Hameed, Y. S. Hong, Y. M. Cho, S. H. Ahn, and C. K. Song, "Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.13, no.1, pp.1–39, Jan 2009.
- [02] D. U. Campos-Delgado, D. R. Espinoza-Trejo, and E. Palacios, "Fault-tolerant control in variable speed drives: a survey," *IET Electric Power Applications*, vol. 2, no. 2, pp. 121–134, 2008.
- [03] M. Cheng and Y. Zhu, "The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review," *Energy Conversion and Management*, vol. 88, pp. 332–347, 2014.
- [04] S. Li, T. A. Haskew, and L. Xu, "Conventional and novel control designs for direct driven PMSG wind turbines," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 3, pp. 328–338, Mar. 2010
- [05] B. K. Bose, *Modern Power Electronics and AC Drives*, Prentice Hall, 2002.
- [06] M. Sedighzadeh, A. Rezazadeh, "Artificial Intelligence Techniques in Control of Wind Turbines," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 1427–1435, 2011.
- [07] K.-H. Kim, Y.-C. Jeung, D.-C. Lee, and H.-G. Kim, "Robust control of PMSG wind turbine systems with back-to-back PWM converters," in *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2010 2nd IEEE International Symposium on, 2010, pp. 433–437.
- [08] M. E. Haque, M. Negnevitsky, and K. M. Muttaqi, "A Novel Control Strategy for a Variable-Speed Wind Turbine with a Permanent-Magnet Synchronous Generator," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, no. 1, pp. 331–339, Jan.-feb.
- [09] B. Nahidmobarakeh, "Commande vectorielle sans capteur mécanique des machines synchrones à aimants : méthodes, convergence, robustesse, identification 'en ligne' des paramètres.,l' Université de Lorraine, France, 2001.
- [10] HASSAINE SAID, "Application des nouvelles techniques de commande de la machine synchrone à aimants permanents", Thèse de Doctorat, Université d'Oran, Alegria, 2008.
- [11] S. M. Tripathi, A. N. Tiwari, and D. Singh, "Optimum design of proportional-integral controllers ingrid-integrated PMSG-based wind energy conversion system," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 26, no. 5, pp. 1006–1031, 2016.
- [12] H.-B. Shin, "New antiwindup PI controller for variable-speed motor drives," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 45, no. 3, pp. 445–450, Jun. 1998.
- [13] K. Sakai and Y. Ishida, "An Improved Anti-windup Control Using a PI Controller," in *2015 3rd International Conference on Artificial Intelligence, Modelling and Simulation (AIMS)*, 2015, pp. 197–201.

- [14] **M. Cirstea et al**, “Neural and Fuzzy Logic Control of Drives and Power Systems,” England, Oxford:Newnes, 2002.
- [15] **I. Eker and Y. Torun**, “Fuzzy logic control to be conventional method,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 47, no. 4, pp. 377–394, 2006.
- [16] **E. H. Mamdani and S. Assilian**, “An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller,” *Int. J. Man. Mach. Stud.*, vol. 7, no. 1, pp. 1–13, 1975.
- [17] **Q. A. TARBOSH et al.**, “Review and Investigation of Simplified Rules Fuzzy Logic Speed Controller of High-Performance Induction Motor Drives,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 49377 - 49394, 2020.
- [18] **J. Zhao and B. K. Bose**, “Evaluation of membership functions for fuzzy logiccontrolled induction motor drive,” *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf.)*, vol. 1, pp.229–234, 2002.
- [19] **Zadeh, L. A. (1973)**. *Outline of a new approach to the analysis of complex systems and decision processes*. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, SMC-3(1), 28–44.
- [20] **B. K. Bose**, *Power Electronics and Motor Drives : Advances and Trends*, Academic Press, 2006.
- [21] **Latreche, Mohammed-Tahar**. *Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien*. 2018. PhD Thesis.
- [22] **C. Housseyn, M. Youcef, et H. Said**, « Self Tuning Fuzzy Maximum Power Tracking Control of PMSG Wind Energy Conversion System », in *Proceedings of the 4th International Conference on Electrical Engineering and Control Applications*, vol. 682, in *Electrical Engineering*, vol. 682. , Singapore: Springer Nature Singapore, 2021, p. 735-749.
- [23] **R. Faranda, S. Leva, P. Milano, and P. Leonardo**, “Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems Department of Energy,” *Wseas Trans. on Power Systems*, vol.3, no.6, pp.446–455, 2008.
- [24] **S. D. Al-Majidi, M. F. Abbod, and H. S. Al-Raweshidy**. “Design of an Intelligent ANN-MPPT Controller using Real Photovoltaic System Data” *54rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bucharest, Romania, 2019.
- [25] **M. A. Elgendy, B. Zahawi, S. Member, and D. J. Atkinson**, “Assessment of the Incremental Conductance Maximum Power Point Tracking Algorithm,” *IEEE Trans.Sustain. Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 108–117, 2013.
- [26] **L. Bhukya and S. Nandiraju**, “A novel photovoltaic maximum power point tracking technique based on grasshopper optimized fuzzy logic approach” *Int. J. HydrogenEnergy*, vol. 45, no. 16, pp. 9416-9427, 2020.
- [27] **S. Duman, N. Yorukeren, and I. H. Altas**, “A novel MPPT algorithm based onoptimized artificial neural network by using FPSOGSA for standalone photovoltaicenergy systems,” *Neural Comput. Appl.*, vol. 29, no. 1, pp. 257–278, 2018.

- [28] **K. Amara et al.**, ‘Improved performance of a PV solar panel with adaptive neuro fuzzy inference system ANFIS based MPPT’, in 2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2018, pp. 1098–1101.
- [29] **K. Ishaque and Z. Salam**, “A deterministic particle swarm optimization maximum power point tracker for photovoltaic system under partial shading condition,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 8, pp. 3195–3206, 2013.
- [30] **S. D. A. Al-Majidi**, « Efficient Maximum Power Point Tracking Techniques for a Grid-connected Photovoltaic System using Artificial Intelligence ».
- [31] **Nadjah Attik**, Abd Essalam Badoud, Farid Merahi, Abdelbaset Laib, Yahia Ayat « design of an effective control for grid-connected pv system based on fs-mpc » *facta universitatis Series: Electronics and Energetics* Vol. 34, No 1, March 2021, pp. 21-35.
- [32] **N. Patcharaprakiti and S. Premrudeepreechacharn**, “Maximum power point tracking using adaptive fuzzy logic control for grid-connected photovoltaic system,” vol. 30, *Renewable Energy*, pp. 1771–1788, 2005

Chapitre IV

Gestion optimale du flux de la puissance active

IV.1- Introduction

Pour compenser les fluctuations de l'énergie solaire et éolienne, fortement influencées par les conditions climatiques, l'intégration de systèmes de stockage d'énergie est essentielle afin d'assurer un approvisionnement stable et optimisé.

Dans ce contexte, les systèmes hybrides combinant l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne avec des solutions de stockage, telles que les batteries, constituent une approche prometteuse. En exploitant la complémentarité entre le solaire et l'éolien, ces systèmes permettent d'améliorer l'efficacité énergétique et de maximiser l'autoconsommation. Par ailleurs, le stockage joue un rôle clé dans la gestion des pics de charge et l'optimisation de l'utilisation des sources disponibles.

L'objectif de ce chapitre est de concevoir une stratégie de gestion intelligente pour un système hybride PV-éolien avec stockage. Cette gestion vise à assurer un équilibre optimal entre la production, le stockage et la consommation d'énergie, en tenant compte des variations météorologiques et des besoins énergétiques. Pour cela, des algorithmes avancés seront mis en place afin de maximiser l'efficacité du système tout en prolongeant la durée de vie des unités de stockage.

Nous analyserons ensuite les différentes stratégies de management énergétique, en évaluant leurs performances à l'aide de simulations.

IV.2- Architecture du système

Dans un contexte où la transition énergétique devient une priorité, l'intégration de sources renouvelables dans les systèmes de production d'électricité constitue une solution incontournable pour assurer une autonomie énergétique durable. Notre étude porte sur un système hybride combinant une production d'énergie photovoltaïque et éolienne, associé à un dispositif de stockage raccordée au réseau [1,2].

La gestion de ce système hybride repose sur une stratégie optimisée visant à assurer un équilibre entre la production, le stockage et la consommation d'énergie. Cette stratégie doit répondre efficacement à la demande de charge dans diverses conditions météorologiques, tout en contrôlant le flux d'énergie entre les différentes sources et le réseau. L'objectif est de garantir un fonctionnement stable et performant, minimisant les pertes d'énergie et améliorant l'autonomie du système [3,4].

Notre étude porte sur un système hybride combinant l'énergie photovoltaïque et éolienne avec un dispositif de stockage, le tout connecté au réseau électrique, notre système d'étude, schématisé figure IV.1 nous analysons les performances du système, les interactions entre les différentes sources d'énergie et l'impact des conditions climatiques sur la production. Une gestion intelligente et adaptative est essentielle

pour maximiser l'efficacité énergétique, assurer une alimentation continue et optimiser l'intégration des énergies renouvelables au sein du réseau.

Afin de répondre aux exigences de performance et de durabilité, notre système intègre un banc de batteries Lithium-Ion en tant que stockage principal.

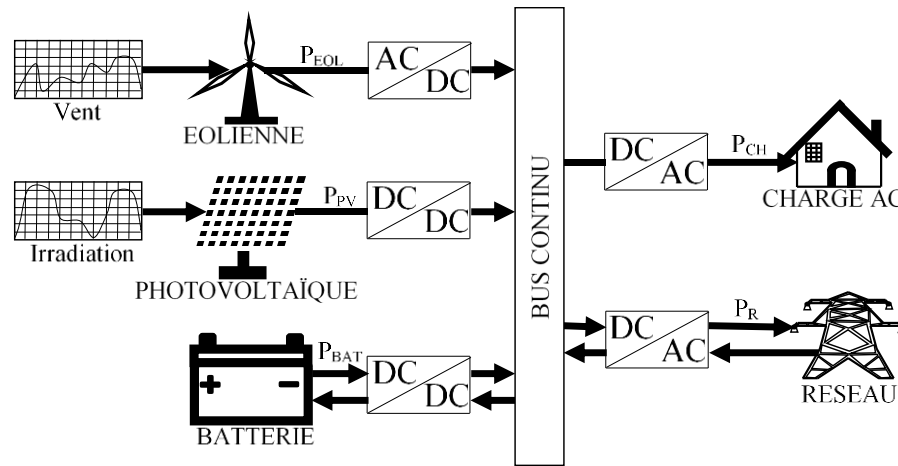


Figure IV.1- Schéma du système hybride multi-sources avec stockage.

Pour atteindre les objectifs, notre système d'étude repose sur une combinaison d'une éolienne et d'un banc de panneaux photovoltaïques. Tout en conservant une puissance représentative pour en analyser le comportement. L'éolienne intégrée peut fournir une puissance maximale de **6700 W**, atteinte à une vitesse de vent de **10 m/s (36 km/h)**.

Nous avons sélectionné un ensemble de quatre panneaux photovoltaïques connectés en série, et en parallèle offrant une puissance crête de **2700 W** dans des conditions STC (Standard Test Conditions), soit sous un ensoleillement de **1000 W/m²** et une température de cellule de **25°C**. Ces panneaux fonctionnent avec une tension optimale de **138 V** et un courant de court-circuit de **19 A**.

Pour pallier les déficits ou les excédents de puissance, le système est doté d'unités de stockage. Un banc de batteries Lithium-Ion, avec une tension nominale de $V_b=100V$, imposée par le banc d'essai. Sa capacité a été déterminée à $C_{batt}=200\text{ Ah}$, afin de garantir un stockage énergétique de **12000 Wh**.

IV.2.1- Architecture détaillée du système global

Nous devons préciser plus en détail l'architecture des différentes composantes du système de puissance hybride, illustré à la figure IV.2, à savoir : l'éolienne, le générateur photovoltaïque et le bus continu avec stockage connecté au réseau. Par ailleurs, il est essentiel de sélectionner le type de convertisseur le plus adapté pour piloter chaque élément du système, garantissant ainsi leur intégration et leur adaptation optimale au bus continu.

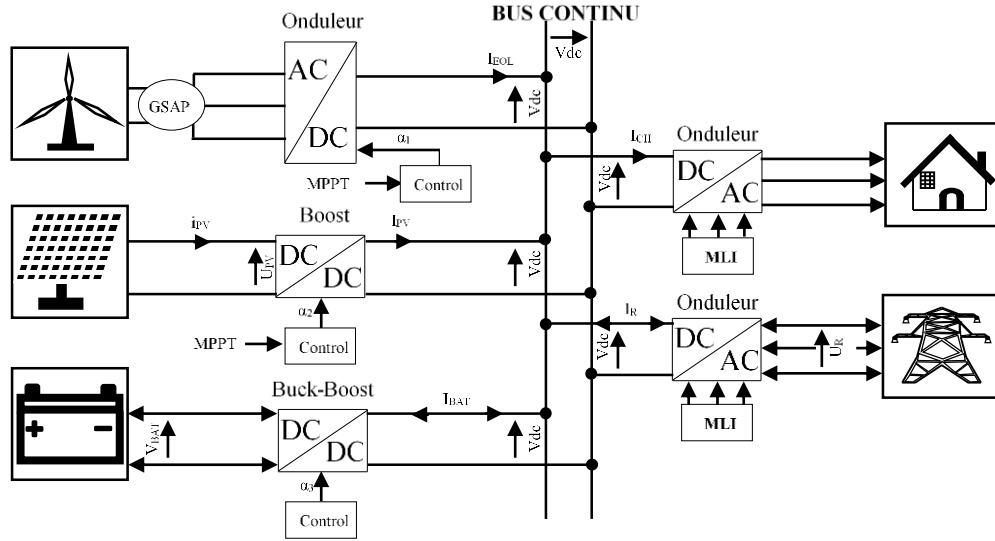


Figure IV.2- Schéma fonctionnel du système avec une description détaillée.

IV.2.2- Présentation du bus commun continu et des batteries

Les sorties en courant continu, des différents convertisseurs de puissance du système l'onduleur *MLI*, de l'éolienne, du hacheur Buck associé au générateur photovoltaïque et du hacheur Cuk dédié aux batteries, sont toutes reliées au bus continu. La batterie impose ainsi sa tension V_{dc} sur ce bus.

La valeur nominale de V_{dc} est fixée à **630 V**, ce qui permet de maintenir une tension relativement basse tout en facilitant sa conversion en **220 V** alternatif pour l'alimentation des charges en courant alternatif et l'injection dans le réseau électrique.

Pour simplifier la modélisation, la charge est représentée par son équivalent vu depuis le bus continu. Cette dernière est constituée : d'une résistance R_{load} , traduisant la consommation moyenne selon la relation

: $P_{load_{my}} = \frac{V_{DC}^2}{R_{load}}$. Ainsi, la puissance totale demandée par la charge à chaque instant est donnée par

$$P_{load} = P_{load_{my}} + dP_{load}$$

Cette section se concentre principalement sur l'élaboration de la loi de commande utilisée pour superviser la transmission d'énergie entre la batterie, la charge et le réseau. Elle détaille également la régulation de la tension du bus continu.

Les échanges d'énergie du système s'effectuent via le bus continu, où les deux sources d'énergie, l'éolienne et le générateur photovoltaïque, injectent respectivement une puissance P_{EOL} et P_{PV} .

Cependant, il est rare que la puissance produite à un instant donné corresponde exactement à la demande énergétique P_{CH} . Afin de respecter le principe de conservation de l'énergie tout en optimisant l'utilisation des sources et en minimisant les pertes, il est essentiel d'intégrer des unités de stockage au système.

Ainsi, ces unités de stockage fournissent ou absorbent une puissance P_F telle que :

$$P_F = P_{EOL} + P_{PV} - P_{CH} \quad \text{IV.1}$$

Autrement dit, P_F est positif lorsque les unités de stockage se déchargent pour fournir de l'énergie et négatif lorsqu'elles se rechargent. Cependant, afin de limiter le vieillissement des batteries et ainsi réduire les coûts économiques et écologiques, il est essentiel qu'elles ne soient pas la seule solution de stockage employée.

Ainsi, la puissance des unités de stockage se décompose en deux termes :

- La puissance $P_{BAT} = V_{dc} I_B$ fournie par un banc de batteries Li-Ion.
- La puissance $P_{BAT} = -V_{dc} I_B$ consommée par un banc de batteries Li-Ion.

Ces échanges d'énergie peuvent être exprimés sous forme de l'équation des courants sur le bus continu :

$$I_{BAT} = I_{EOL} + I_{PV} - \frac{V_{dc}}{R_{CH}} - dI_{CH} \quad \text{IV.2}$$

Contrairement aux méthodes classiques, c'est le convertisseur bidirectionnel Buck-Boost qui est utilisé pour réguler la tension du bus continu, plutôt que le convertisseur du côté réseau.

L'équation dynamique de ce convertisseur est dérivée de l'équation de bilan de puissance donnée par :

$$P_{dc} = P_{EOL} + P_{PV} - P_{CH} + P_{BAT} \quad \text{IV.3}$$

Avec :

$$P_{dc} = C_{dc} V_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt}, \quad P_{EOL} = V_{dc} i_{sdc}, \quad P_{BAT} = V_{dc} i_{bl}, \quad P_{CH} = \frac{3}{2} u_{di} i_{di}$$

Où P_{dc} , P_{EOL} , P_{PV} , P_{BAT} et P_{CH} représentent respectivement la puissance du bus continu, la puissance de l'éolienne, la puissance de PV, la puissance de sortie de la batterie et la puissance de sortie de l'onduleur du côté réseau [5,6]. Le condensateur du bus continu est noté C_{DC} .

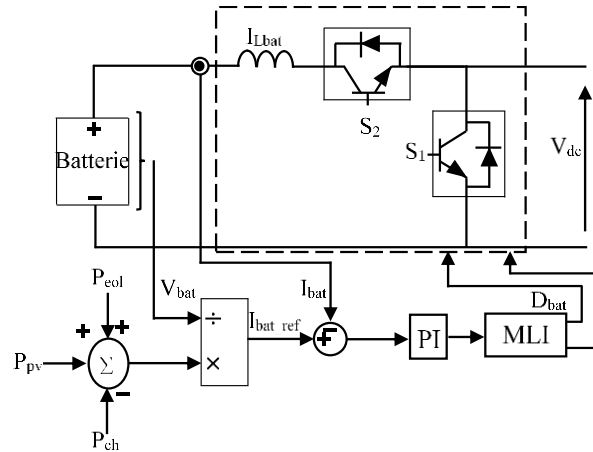


Figure IV.3- Schéma de commande d'un convertisseur *DC-DC* bidirectionnel pour la gestion de batterie

IV.3- Stratégies de Gestion des Flux Énergétiques

IV.3.1- Gestion intelligente de l'énergie *FLC*

La transition énergétique vers des sources renouvelables impose le développement de solutions intelligentes pour une gestion optimale de l'énergie. Les systèmes hybrides intégrant l'éolien, le solaire et le stockage par batteries jouent un rôle clé dans cette dynamique. Cependant, la variabilité des conditions météorologiques et des besoins énergétiques nécessite la mise en place d'une stratégie de gestion avancée afin d'assurer un approvisionnement stable et efficace.

La Figure IV.4 représente la configuration globale du système. Les entrées du contrôleur flou *FLC* sont respectivement l'irradiation solaire, la vitesse du vent, l'état de charge de la batterie et la charge. La gestion de l'énergie repose sur un contrôleur *FLC* permettant d'adapter la distribution de la puissance en fonction des conditions de production et de consommation. Un ensemble de huit modes de fonctionnement est défini afin d'optimiser l'utilisation des ressources disponibles et de garantir la fiabilité du système.

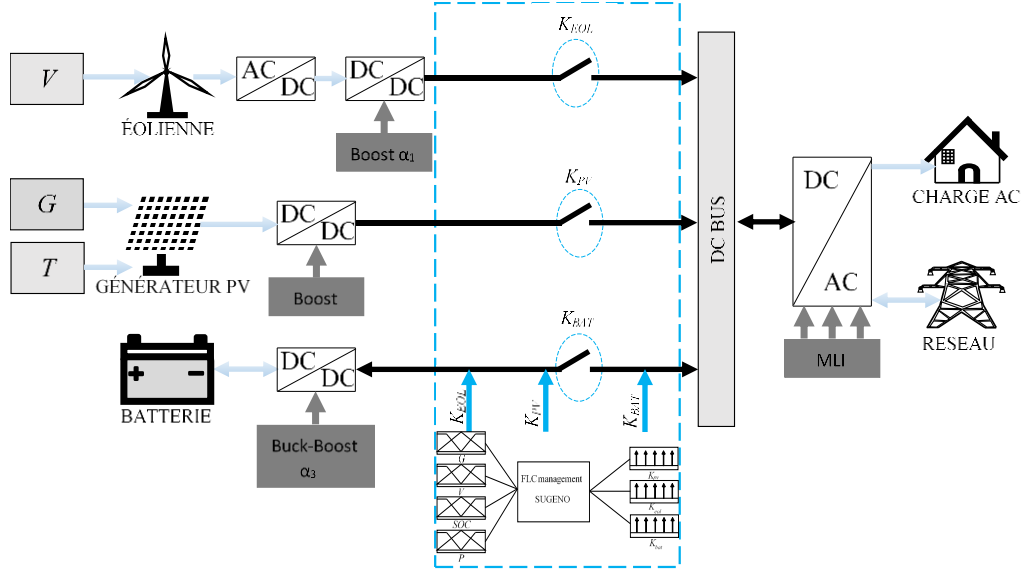


Figure IV.4- Structure générale de la gestion de l'énergie avec le contrôle flou.

IV.3.2- Conception du Contrôle par Logique Floue *FLC*

La stratégie de gestion *FLC* utilise l'énergie produite par le *PV*, l'éolien et la batterie pour satisfaire les demandes de la charge. La Figure IV.5 présentée illustre un système de gestion d'énergie hybride, où un contrôleur flou est utilisé pour ajuster dynamiquement la contribution des différentes sources d'énergie en fonction des conditions externes et des besoins de la charge.

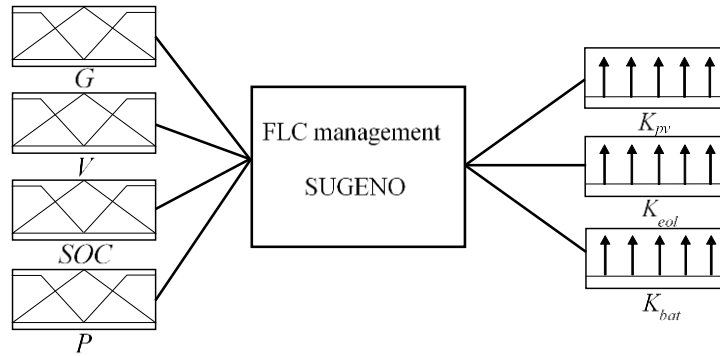


Figure IV.5- Structure de gestion floue.

Avec la méthode de Sugeno, les variables floues d'entrée sont converties en valeurs linguistiques appropriées, puis traitées dans la région de l'ensemble flou contenant la fonction d'appartenance [7]. Une sortie floue adéquate est ensuite obtenue à l'aide de règles floues. Enfin, la sortie floue est transformée en une valeur précise lors de la défuzzification, en utilisant la méthode du centroïde, également connue sous le nom de méthode du centre de gravité, donnée par [8,9] :

$$Z^* = \frac{\sum_{i=1}^n z_i \cdot \mu_i(z_i)}{\sum_{i=1}^n \mu_i(z_i)} \quad \text{IV.5}$$

Où :

- Z^* est la valeur crisp (défuzzifiée),
- z_i sont les valeurs de sortie des règles floues,
- $\mu_i(Z_i)$ est le degré d'appartenance correspondant à z_i ,
- n est le nombre de règles floues actives.

Les fonctions d'appartenance associées aux variables d'entrée adoptent des formes triangulaires et trapézoïdales, comme illustré dans la Figure IV.6.

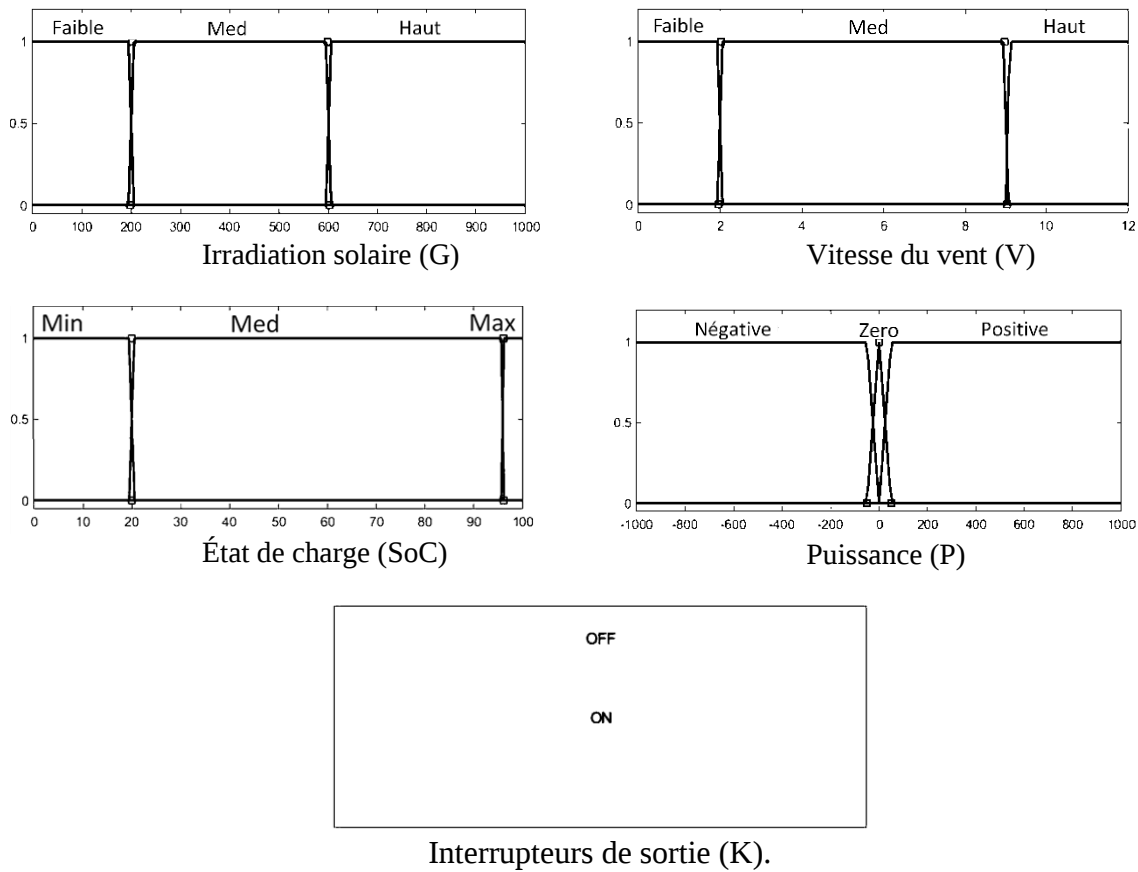


Figure IV.6- Fonctions d'appartenance des entrées/sorties du contrôleur de gestion floue

Le Tableau IV.1 présente la table des règles du contrôleur flou, où les entrées sont SoC, G et V , et les sorties correspondent à l'état des trois interrupteurs K_{PV} , K_{EOL} et K_{BAT} .

Tableau IV.1- Entrées/Sorties floues de l'inférence du contrôleur flou.

SoC	$\sum P$	G	V	K _{PV}	K _{EOl}	K _{BAT}
Min	P>0	Faible	Med	OFF	ON	ON
		Faible	Haut	OFF	ON	ON
		Med	Faible	ON	OFF	ON
		Med	Med	ON	ON	ON
		Med	Haut	ON	ON	ON
		Haut	Faible	ON	OFF	ON
		Haut	Med	ON	ON	ON
		Haut	Haut	ON	ON	ON
	P≤0	Faible	Faible	OFF	OFF	OFF
		Faible	Med	OFF	ON	OFF
		Faible	Haut	OFF	ON	OFF
		Med	Faible	ON	OFF	OFF
		Med	Med	ON	ON	OFF
		Med	Haut	ON	ON	OFF
		Haut	Faible	ON	OFF	OFF
		Haut	Med	ON	ON	OFF
		Haut	Haut	ON	ON	OFF
Med	/	Faible	Faible	OFF	OFF	ON
		Faible	Med	OFF	ON	ON
		Faible	Haut	OFF	ON	ON
		Med	Faible	ON	OFF	ON
		Med	Med	ON	ON	ON
		Med	Haut	ON	ON	ON
		Haut	Faible	ON	OFF	ON
		Haut	Med	ON	ON	ON
		Haut	Haut	ON	ON	ON
Max	P>0	Faible	Med	OFF	ON	OFF
		Faible	Haut	OFF	ON	OFF
		Med	Faible	ON	OFF	OFF
		Med	Med	ON	ON	OFF
		Med	Haut	ON	ON	OFF

		Haut	Faible	ON	OFF	OFF
		Haut	Med	ON	ON	OFF
		Haut	Haut	ON	ON	OFF
	$P \leq 0$	Faible	Faible	OFF	OFF	ON
		Faible	Med	OFF	ON	ON
		Faible	Haut	OFF	ON	ON
		Med	Faible	ON	OFF	ON
		Med	Med	ON	ON	ON
		Med	Haut	ON	ON	ON
		Haut	Faible	ON	OFF	ON
		Haut	Med	ON	ON	ON
		Haut	Haut	ON	ON	ON

Les plages numériques des valeurs utilisées pour SoC, G et V, ainsi que sa surface 3D sont présentées respectivement au Tableau IV.2 et la Figure IV.7

Tableau IV.2- Intervalle des entrées du contrôleur flou

	Faible	Médium	Haut
SoC(%)	0-20	20-95	95-100
V(m/s)	0-2	2-9	9-12
G(w/m ²)	0-200	200-600	600-1000

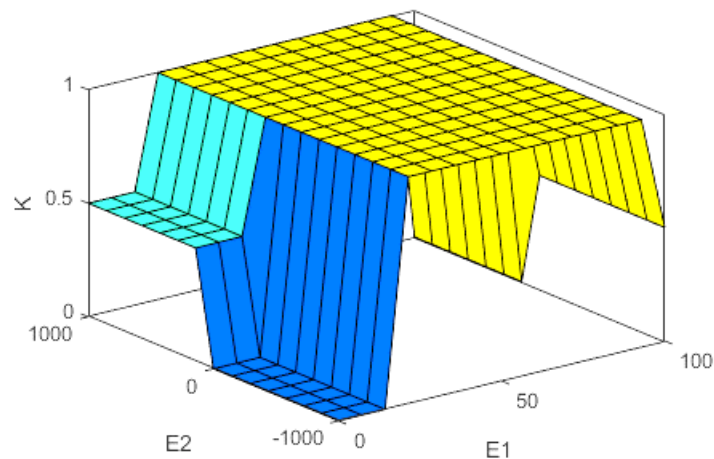


Figure IV.7- Une surface 3D entre l'entrée 1 (E1) et l'entrée 2 (E2) en fonction de la sortie (K).

IV.3.2.1- Mode de fonctionnement

Le diagramme fonctionnel du système intégré PV-Éolienne est illustré dans la figure IV.8. Le système est simulé sous MATLAB/SIMULINK. Il est composé d'un champ photovoltaïque de **2700 W** et d'une éolienne de **6700 W**, avec d'unité de stockage alimentant le réseau électrique. Tout d'abord, le comportement dynamique de ce système est analysé sous différentes conditions de fonctionnement [10].

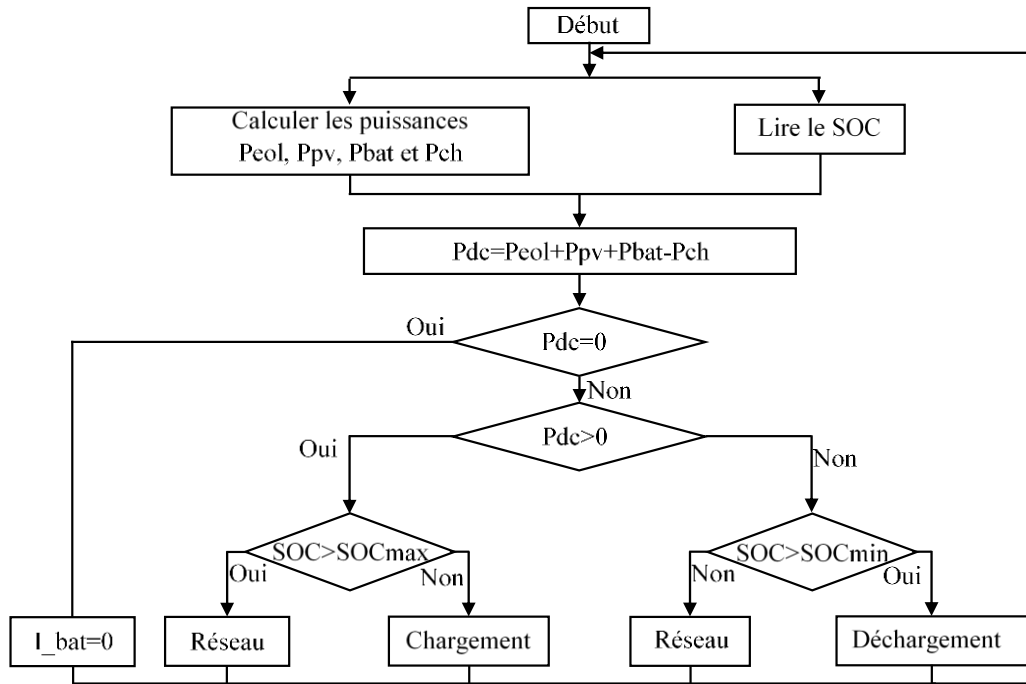


Figure IV.8- Organigramme de l'algorithme de gestion de puissance du système hybride

Le principe du *FLC* est de générer trois signaux de commande K_{PV} , K_{EOL} et K_{BAT} à partir de quatre entrées : l'irradiation solaire G , la vitesse du vent V , l'état de charge de la batterie SoC et la charge.

Des études de simulation numérique ont été réalisées pour les systèmes de conversion utilisant une éolienne à *GSAP* et des panneaux photovoltaïques. De nombreux tests ont été effectués afin d'évaluer les performances du système hybride d'énergie renouvelable (HRES) dans diverses conditions.

Cette gestion repose sur huit modes de fonctionnement, déterminés en fonction des conditions météorologiques et des besoins énergétiques du système.

▪ Mode 1 (M1) : Production excédentaire et stockage

Lorsque la puissance générée par l'éolienne et les panneaux photovoltaïques est suffisante pour couvrir la demande énergétique de la charge, l'excédent est dirigé vers les batteries pour être stocké. Dans

ce mode, les batteries sont en charge, ce qui optimise leur disponibilité pour les périodes de faible production.

- **Mode 2 (M2) : Soutien de la batterie en cas de déficit**

Si l'énergie produite par l'éolienne et le photovoltaïque est insuffisante pour satisfaire la demande, la batterie entre en action en fournissant l'énergie complémentaire nécessaire. Dans cette situation, la batterie se décharge progressivement pour compenser le manque de production.

- **Mode 3 (M3) : Production solaire dominante et stockage**

Ce mode se produit principalement en été, lorsque l'ensoleillement est maximal. L'énergie solaire produite est suffisante pour alimenter la charge, et l'excédent est stocké dans la batterie. La batterie est en charge, garantissant ainsi une réserve d'énergie pour d'éventuelles périodes de faible production.

- **Mode 4 (M4) : Soutien de la batterie en cas d'insuffisance solaire**

Lorsqu'il y a une faible irradiation solaire et que l'énergie photovoltaïque ne peut pas satisfaire la demande, la batterie prend le relais pour alimenter la charge. Dans ce mode, la batterie se décharge afin de compenser le déficit énergétique.

- **Mode 5 (M5) : Production éolienne dominante et stockage**

Ce mode intervient principalement en hiver ou la nuit, lorsque l'énergie éolienne est la seule source disponible. Si la production éolienne dépasse la demande, l'excédent est utilisé pour recharger la batterie. Cela permet d'optimiser l'utilisation de l'énergie disponible et de constituer une réserve pour les périodes de faible vent.

- **Mode 6 (M6) : Soutien de la batterie en cas d'insuffisance éolienne**

Dans le cas où l'énergie éolienne est insuffisante pour couvrir la demande, la batterie fournit l'énergie nécessaire pour alimenter la charge. La batterie se décharge alors pour maintenir un approvisionnement stable en électricité.

- **Mode 7 (M7) : Fonctionnement exclusivement sur batterie**

Ce mode se produit lorsque ni l'énergie solaire ni l'énergie éolienne ne sont disponibles. La batterie devient alors la seule source d'alimentation pour la charge et se décharge progressivement. Ce mode doit être limité dans le temps afin d'éviter une décharge excessive de la batterie.

- **Mode 8 (M8) : Secours assuré par le réseau**

Lorsque toutes les sources d'énergie sont indisponibles et que la batterie est totalement déchargée, le système bascule vers le réseau électrique pour alimenter la charge. Ce mode garantit un approvisionnement continu en énergie, bien qu'il soit à éviter autant que possible afin de maximiser l'utilisation des énergies renouvelables.

L'utilisation de ces huit modes permet d'assurer une gestion intelligente et efficace. L'objectif est d'optimiser l'autoconsommation, de prolonger la durée de vie des batteries et de limiter autant que possible le recours au réseau électrique. Grâce à cette stratégie, le système hybride peut fonctionner de manière efficace et autonome tout en garantissant une alimentation énergétique fiable et durable.

IV.4- Gestion intelligente de l'énergie basée sur RNA en réseau/en site isolé.

La gestion des flux énergétiques dans un système éolien avec stockage, capable de fonctionner en modes connecté (*on-grid*) et déconnecté (*off-grid*), nécessite une approche méthodique pour assurer une alimentation électrique fiable et optimiser l'utilisation des ressources disponibles. L'analyse détaillée des modes de fonctionnement et des stratégies de gestion est essentielle pour comprendre et modéliser efficacement ces systèmes [11-22].

La Figure IV.9 illustre la gestion des flux énergétiques dans un système hybride intégrant l'éolien et un stockage d'énergie. Ce système est conçu pour fonctionner aussi bien en mode connecté au réseau (*on-grid*) qu'en mode isolé (*off-grid*). Une approche méthodique est nécessaire pour garantir une alimentation électrique fiable et optimiser l'utilisation des ressources disponibles.

Les réseaux de neurones artificiels (*RNA*) ont été conçus afin d'imiter certaines capacités cognitives du cerveau humain, telles que la classification, la reconnaissance des motifs et l'apprentissage. Un *RNA* est composé de neurones répartis en trois couches : une couche d'entrée, une couche cachée et une couche de sortie. Chaque neurone peut être connecté à un ou plusieurs neurones.

Le neurone biologique, élément fondamental des systèmes nerveux, est composé de plusieurs entrées appelées dendrites, d'un corps cellulaire et d'une sortie nommée axone, comme l'illustre la figure IV.10. Le corps cellulaire transmet des signaux à d'autres cellules via l'axone, et cette transmission s'effectue par l'intermédiaire de connexions appelées synapses. L'information reçue à l'entrée de chaque neurone est alors modifiée en fonction de la force de la connexion synaptique, connue sous le nom de poids synaptique [23-25].

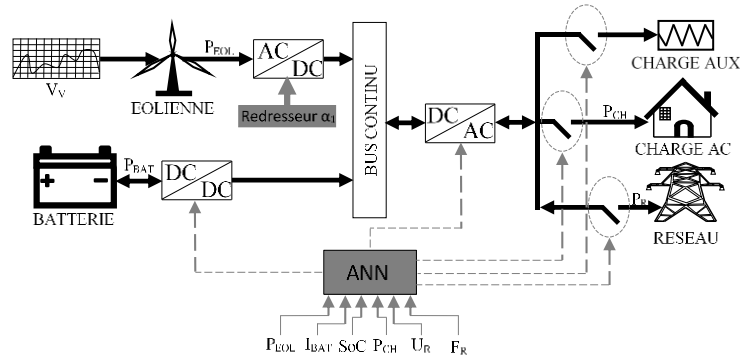


Figure IV.9- Architecture globale de la gestion de l'énergie basée sur ANN.

S'inspirant du fonctionnement des cellules nerveuses du cerveau humain, McCulloch et Pitts ont proposé, en 1943, un modèle de neurone formel. Leur objectif était de reproduire le comportement des réseaux de neurones biologiques et d'en imiter certaines caractéristiques essentielles, telles que la mémorisation des informations, le parallélisme inhérent, l'apprentissage et le traitement des données imprécises.

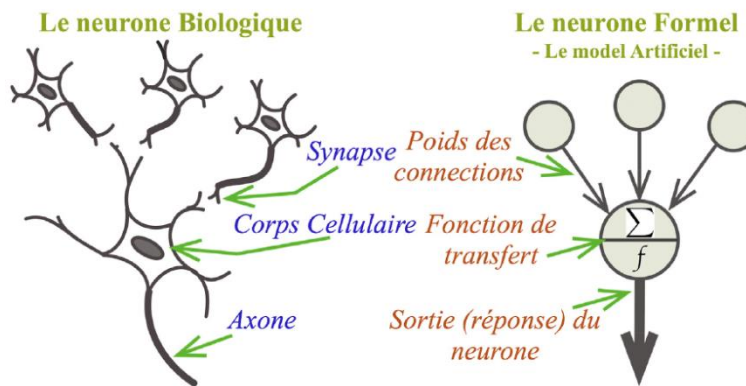


Figure IV.10- Similitude entre un neurone biologique et artificiel

Un neurone formel constitue ainsi l'unité fondamentale de traitement de l'information dans un réseau de neurones artificiel. Comme l'illustre la figure IV.10, il effectue une sommation pondérée de ses entrées, conformément à la formule suivante [26].

$$net = \sum_{i=1}^N \omega_i x_i + \omega_0 = \omega^T x + \omega_0 \quad \text{IV.6}$$

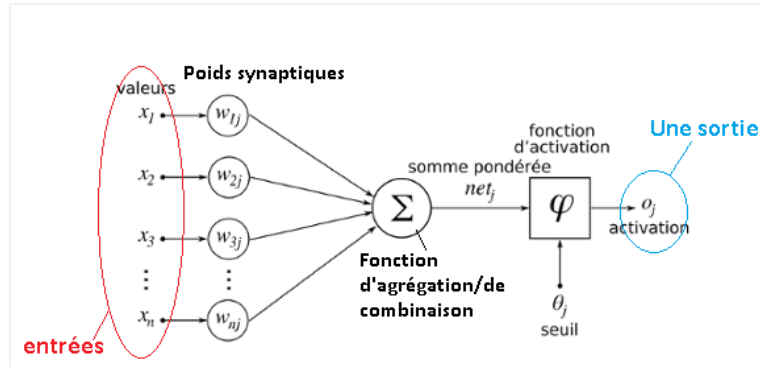


Figure IV.11- Schéma d'un neurone formel

Où x désigne le vecteur des entrées, ω est le vecteur des facteurs de pondération dits poids synaptiques et ω_0 est la valeur de seuil d'activation du neurone. ω_0 représente le seuil d'activation du neurone, également appelé biais, associé à une entrée unitaire (x_0). Ensuite, le neurone artificiel applique une fonction de transfert f , connue sous le nom de fonction d'activation, au résultat de la sommation pondérée. La sortie du neurone y est alors déterminée selon l'équation suivante.

$$y = f(\text{net}) \quad \text{IV.7}$$

La fonction d'activation f proposée par McCulloch et Pitts était une fonction tout-ou-rien à seuil, c'est-à-dire qu'elle produisait en sortie soit 0 , soit 1 . Cependant, d'autres types de fonctions d'activation peuvent être employés.

IV.4.1- Perceptron Monocouche (SLP)

Une couche de neurones est directement connectée à une couche de sortie, comme illustré dans la figure IV.12. Le SLP (Single Layer Perceptron) est constitué d'une seule couche de poids, reliant chaque neurone d'entrée à chaque neurone de sortie par des connexions synaptiques pondérées. Ces connexions sont unidirectionnelles, ce qui définit une architecture de type feed-forward.

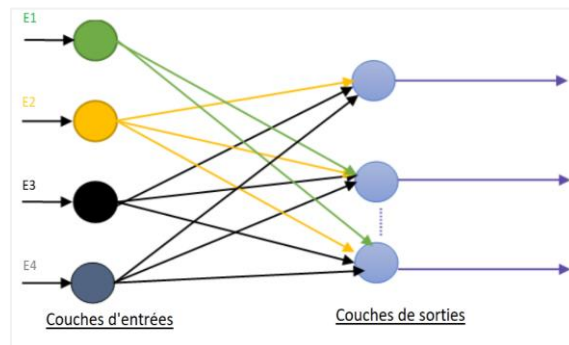


Figure IV.12- Perceptron Monocouche (SLP)

Ce type de réseau est capable d'effectuer une classification de motifs, mais uniquement pour des ensembles de données linéairement séparables, indépendamment de la nature de la non-linéarité utilisée. La séparation linéaire exige que les motifs à classer soient suffisamment distincts les uns des autres afin que les hyperplans puissent servir de frontières de décision [27,28].

IV.4.2- Réseau de neurones à fonction de Perceptron Multicouche (MLP)

Contrairement au *SLP*, le Perceptron Multicouche (*MLP*) possède, en plus des couches d'entrée et de sortie, une ou plusieurs couches intermédiaires appelées couches cachées, comme illustré dans la figure IV.13

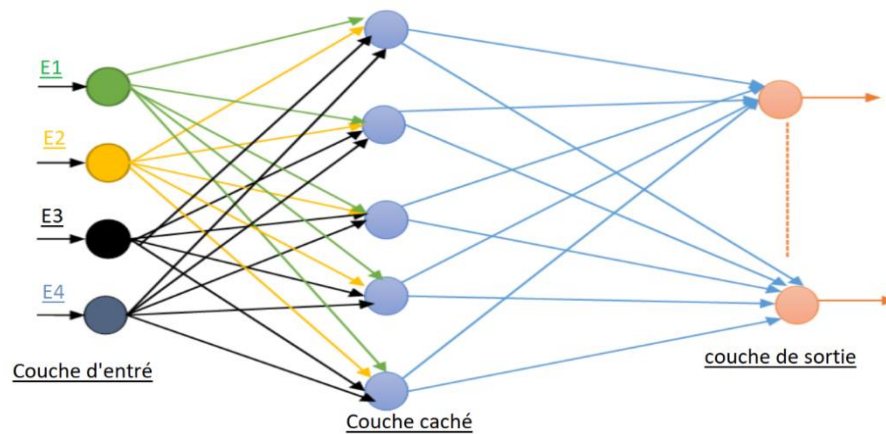


Figure IV.13- Perceptron Multicouche (MLP)

MLP est un type de réseau de neurones artificiels utilisé pour modéliser des relations complexes entre des entrées et des sorties. Il est particulièrement utile pour les problèmes de classification, de régression et de contrôle de systèmes dynamiques.

Un MLP est un réseau de neurones structuré en plusieurs niveaux de traitement [29] :

- Couche d'entrée (Input Layer - IL) qui est constituée de neurones d'entrée chargés de réceptionner et transmettre les données brutes au réseau,
- Couches cachées (Hidden Layers - HL) qui réalisent des transformations non linéaires en appliquant des fonctions d'activation (Sigmoïde, ReLU...),

Plus le réseau comporte de couches et de neurones, plus il est capable de capturer des relations complexes entre les données,

- Couche de sortie (Output Layer - OL) qui délivre la sortie du modèle en fonction de l'objectif tel que pour une tâche de classification, on applique la fonction softmax afin d'obtenir une distribution de

probabilité sur les classes et pour des tâches de régression ou de commande, une simple fonction linéaire est privilégiée pour fournir une sortie continue.

IV.4.3- Fonctionnement du Perceptron Multicouche (MLP)

Contrairement au fonctionnement de *SLP* qui est limité à des ensembles de données linéairement séparables, le *MLP* est utilisé pour modéliser des relations complexes où la classification n'est pas simple ce qui est le cas dans les systèmes de contrôle de systèmes dynamiques.

IV.4.3.1- Apprentissage du Perceptron Multicouche par propagation avant (Forward Propagation)

Le *MLP* fonctionne selon le principe de la propagation avant (Forward Propagation). Ce processus consiste à transmettre les données d'entrée à travers les différentes couches du réseau en appliquant des opérations linéaires suivies de fonctions d'activation non linéaires.

À chaque couche, les neurones calculent une combinaison linéaire des entrées pondérées, à laquelle s'ajoute un biais, puis appliquent une fonction d'activation [27] :

$$H = f(W_1 X + b_1) \quad \text{IV.8}$$

$$Y = f(W_2 H + b_2) \quad \text{IV.9}$$

Où :

- W_1, W_2 sont les matrices de poids.
- b_1, b_2 sont les biais.
- f est la fonction d'activation (sigmoïde, ReLU, etc.).

IV.4.3.2- Apprentissage du Perceptron Multicouche par Rétropropagation

L'entraînement d'un *MLP* repose sur un processus d'ajustement des poids à l'aide d'un algorithme d'optimisation, tel que Gradient Descent ou Levenberg-Marquardt. Ce mécanisme permet au réseau d'améliorer progressivement ses prédictions en réduisant l'écart entre la sortie estimée et la sortie réelle.

L'apprentissage suit plusieurs étapes :

Le calcul de l'erreur, c'est-à-dire la différence entre la sortie prédite Y_{pred} et la sortie attendue Y , est quantifié à l'aide d'une fonction de coût, souvent l'erreur quadratique moyenne (*MSE*) :

$$E = \frac{1}{2} \sum (Y - Y_{pred})^2 \quad \text{IV.10}$$

1. Propagation arrière (Backpropagation) : L'erreur calculée est propagée en sens inverse dans le réseau, de la couche de sortie vers les couches cachées. Cette étape permet de déterminer la contribution de chaque poids à l'erreur globale,

2. Mise à jour des poids : Pour minimiser l'erreur, les poids du réseau sont ajustés à l'aide d'un algorithme d'optimisation, comme :

- Stochastic Gradient Descent (*SGD*) : mise à jour progressive des poids après chaque échantillon.
- Adam (Adaptive Moment Estimation) : une version améliorée du gradient, combinant l'accélération de l'optimisation et la régulation des variations de poids.

IV.5- Stratégie Intelligente de Gestion de l'Énergie Basée sur le *MLP*

La figure IV.14 illustre l'utilisation du *MLP* pour la surveillance et le contrôle d'un système énergétique. Ce modèle exploite plusieurs entrées, notamment le SoC, la fréquence du réseau, la tension du réseau et la puissance totale.

Les sorties du *MLP* sont utilisées pour activer ou désactiver deux interrupteurs et modifier le mode de fonctionnement du système via une troisième sortie.

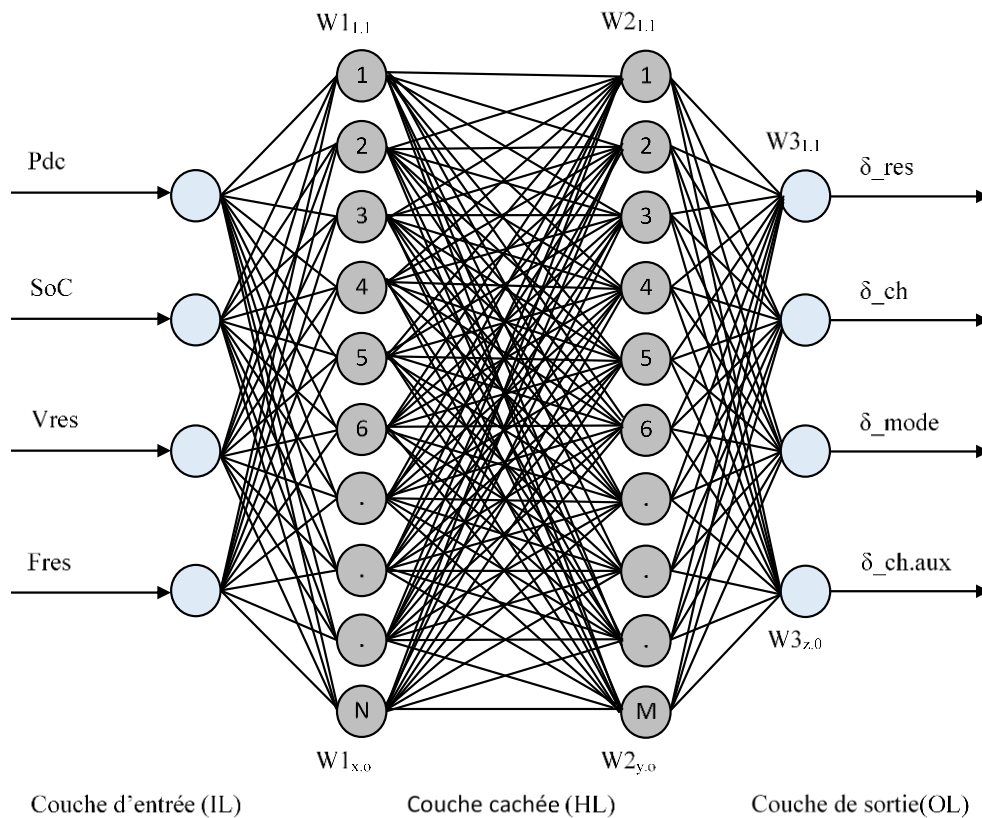


Figure IV.14- Architecture de l'ANN développée.

Une analyse approfondie des modes de fonctionnement et des stratégies de gestion est essentielle pour une modélisation efficace de ces systèmes, comme représenté dans le diagramme fonctionnel de la Figure IV.15.

IV.5.1- Modes de Fonctionnement

Une analyse approfondie des modes de fonctionnement et des stratégies de gestion est essentielle pour une modélisation efficace de ces systèmes, comme représenté dans le diagramme fonctionnel de la Figure IV.15.

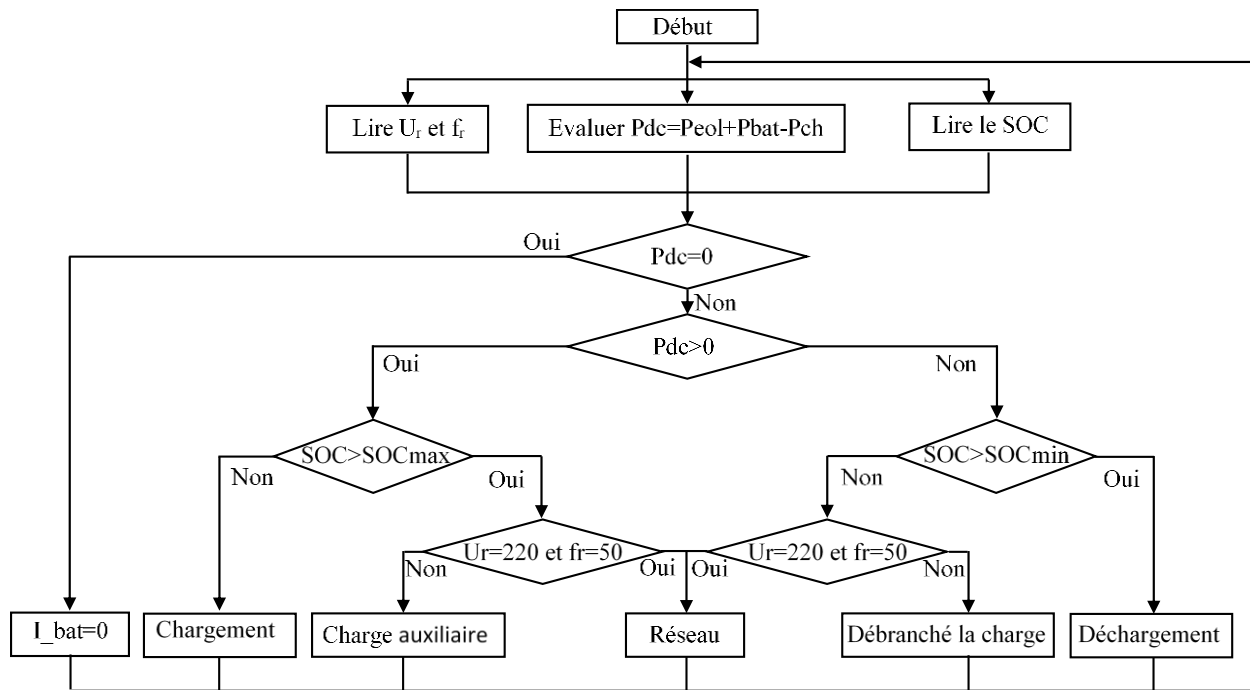


Figure IV.15- Organigramme de gestion de puissance en mode connecté ou autonome.

IV.5.1.1- Mode Connecté au Réseau (On-Grid)

Le fonctionnement en mode connecté au réseau (on-grid) présente deux scénarios distincts que nous étudierons dans les sections suivantes.

IV.5.1.1.1- Injection d'Énergie Excédentaire

Lorsque la production combinée des sources renouvelables dépasse la consommation locale et que le système de stockage est à pleine capacité, l'excédent d'énergie peut être injecté dans le réseau électrique. Cette opération peut générer des revenus ou des crédits pour l'utilisateur [30].

$$P_{EOL} > P_{CH} \quad \text{IV.11}$$

$$\text{Si } SOC \geq SOC_{MAX}$$

L'excédent de puissance est injecté dans le réseau pour éviter la surcharge des batteries et prolonger leur durée de vie

$$P_R = P_{EOL} - P_{CH} \quad \text{IV.12}$$

IV.5.1.1.2- Utilisation du Réseau en Dernier Recours

En mode on-grid, le réseau n'est sollicité que lorsque les sources renouvelables et le stockage ne peuvent pas couvrir la demande.

$$P_{EOL} + P_{BAT} < P_{CH} \Rightarrow P_R = P_{CH} - (P_{EOL} + P_{BAT}) \quad \text{IV.13}$$

IV.5.1.2- Mode Déconnecté du Réseau (Off-Grid)

Le mode de fonctionnement autonome (off-grid) se décline en deux cas principaux que nous étudierons dans la suite de ce document.

IV.5.1.2.1- Autonomie Énergétique

Le système fonctionne indépendamment du réseau, s'appuyant sur les sources renouvelables et le stockage pour alimenter les charges [31].

$$P_{EOL} + P_{BAT} = P_{CH} \quad \text{IV.14}$$

IV.5.1.2.2- Gestion Intelligente

Un système de gestion de l'énergie surveille en temps réel la production, le niveau de charge des batteries et la consommation, afin d'optimiser l'utilisation des ressources disponibles. Cette gestion est basée sur les critères suivants :

- **Priorité aux Énergies Renouvelables**

La consommation est d'abord alimentée par l'énergie produite par les sources renouvelables.

$$P_{CH} = P_{EOL} \quad \text{IV.15}$$

Si $P_{EOL} > P_{CH}$

- **Stockage de l'excédent**

L'énergie excédentaire est stockée dans les batteries pour une utilisation future.

$$P_{BAT} = P_{EOL} - P_{CH} \quad \text{IV.16}$$

Si $P_{EOL} < P_{CH}$

- **Complément d'énergie**

L'énergie manquante est fournie par les batteries pour répondre à la demande.

$$P_{BAT} = P_{EOL} - P_{CH} \quad \text{IV.17}$$

Si $P_{EOL} < P_{CH}$ et $SOC < SOC_{MIN}$

La charge a été coupée afin de prévenir la décharge profonde des batteries et d'en prolonger la durée de vie.

$$P_{BAT} = P_{EOL} \quad \text{IV.18}$$

Un défaut de réseau électrique peut être détecté à partir de plusieurs critères, dont les deux principaux sont la fréquence et la tension du réseau.

Un défaut est identifié lorsque la fréquence ou la tension dépasse les limites définies par les normes ($\pm 5\%$ pour la tension, $\pm 0,5\text{ Hz}$ pour la fréquence).

La mise en œuvre de ces stratégies nécessite une surveillance continue et une régulation précise des flux énergétiques pour garantir une alimentation fiable et optimiser l'efficacité du système hybride. Des systèmes de gestion de l'énergie avancés sont utilisés pour superviser et contrôler ces flux en temps réel, assurant ainsi une performance optimale du système.

IV.6- Résultats de simulation

La simulation, réalisée sous Matlab/Simulink, évalue l'efficacité énergétique et la faisabilité de la stratégie de gestion proposée dans diverses conditions climatiques potentielles. Les profils sélectionnés incluent la vitesse du vent (Figure IV.16) et l'irradiance solaire (Figure IV.17).

IV.6.1- Management par logique floue

Les résultats de simulation du management par logique floue montrent une amélioration significative de la gestion de l'énergie dans le système hybride éolien-PV-batterie. Grâce à l'adaptabilité du contrôleur flou, le partage de puissance entre les différentes sources et le stockage est optimisé en fonction des conditions climatiques et de la charge. L'évaluation des performances de la stratégie proposée repose sur une analyse approfondie du contrôle, de l'optimisation et de la gestion du système énergétique hybride. Pour mener à bien cette évaluation, plusieurs profils ont été pris en compte, notamment l'irradiance solaire (Figure IV.16), la vitesse du vent (Figure IV.17) et la puissance de la charge (Figure IV.18). Ces paramètres jouent un rôle crucial dans la détermination du comportement global du système et permettent de mieux comprendre son fonctionnement dans différentes conditions climatiques.

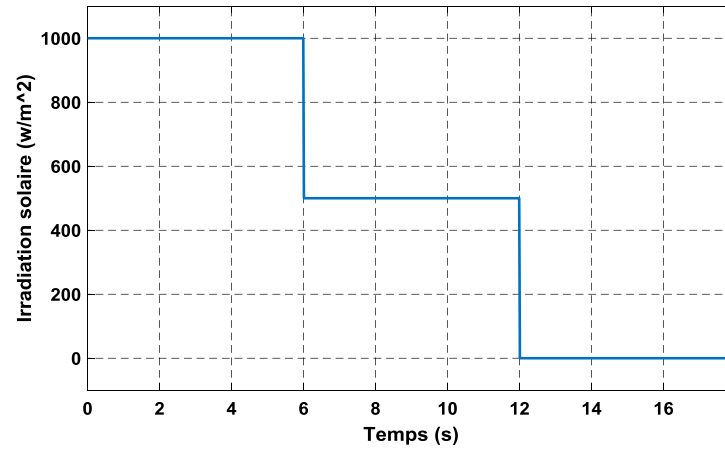


Figure IV.16-Profil de l'irradiation solaire.

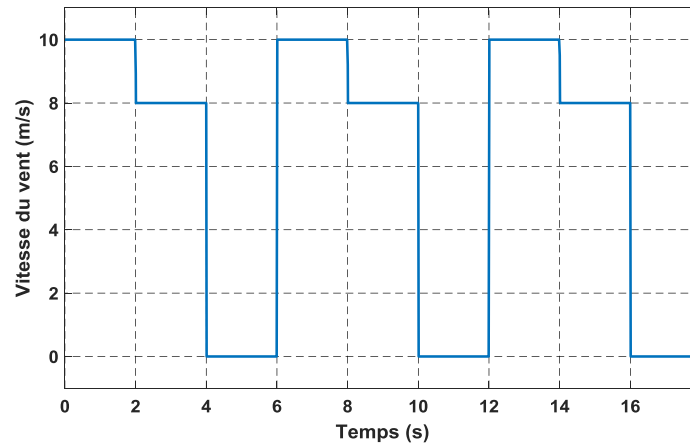


Figure IV.17- Profil de la vitesse du vent.

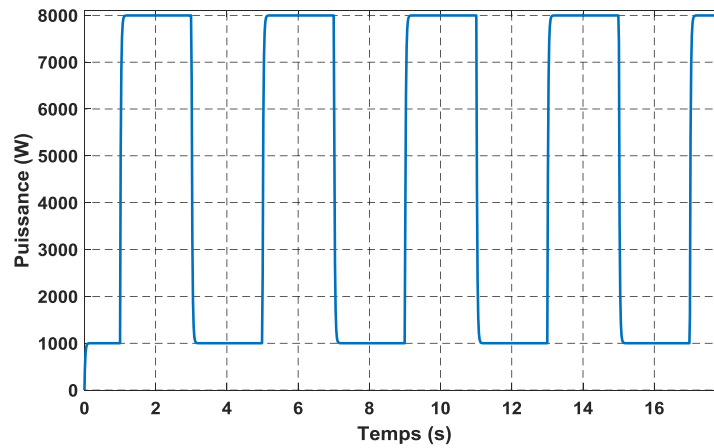


Figure IV.18- Profil de la puissance de la charge

Les Figures IV.19 et IV.20 illustrent respectivement la forme de la tension et le SoC de la batterie, mettant en évidence des fluctuations d'augmentation et de diminution selon les variations des apports énergétiques et de la demande en puissance. Lorsque la puissance de charge excède la puissance fournie par les sources renouvelables, qu'il s'agisse du photovoltaïque ou de l'énergie éolienne, une baisse de la tension et du SoC de la batterie est observée, traduisant ainsi une phase de décharge. Cette situation peut se produire notamment lors d'une faible production énergétique causée par un ensoleillement réduit ou une vitesse de vent insuffisante.

Inversement, lorsque la puissance demandée par la charge est inférieure à celle produite par les sources d'énergie renouvelable, la tension ainsi que le SoC de la batterie augmentent, signifiant ainsi une phase de recharge. Ce phénomène est essentiel pour garantir une gestion optimale du stockage énergétique et assurer une alimentation continue en électricité, même en période de faible production.

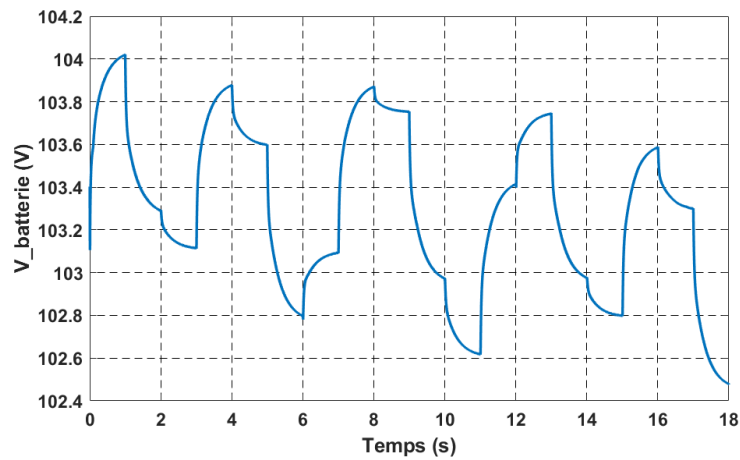


Figure IV.19- Tension de la batterie.

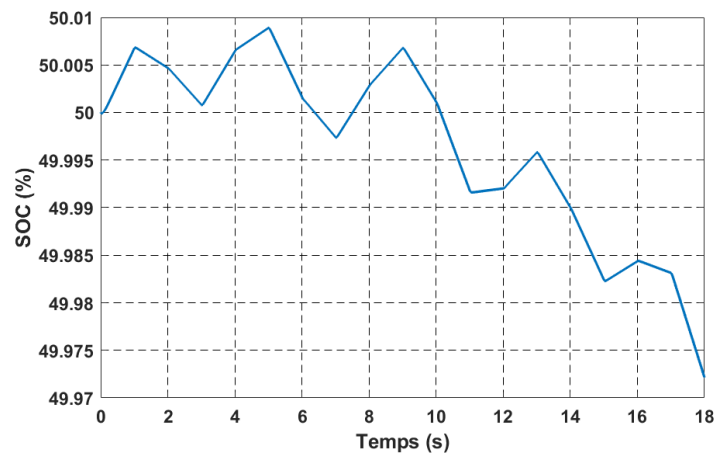


Figure IV.20- État de charge de la batterie.

La Figure IV.21 met en évidence le maintien de la tension du bus DC à sa valeur de référence, ce qui confirme la stabilité du système et la capacité de la stratégie de gestion à assurer une alimentation fiable et efficace. De plus, la répartition des puissances générées par le photovoltaïque, l'éolienne et les batteries est illustrée en Figure IV.22, permettant ainsi d'avoir une vision claire de l'interaction entre les différentes sources d'énergie et le système de stockage.

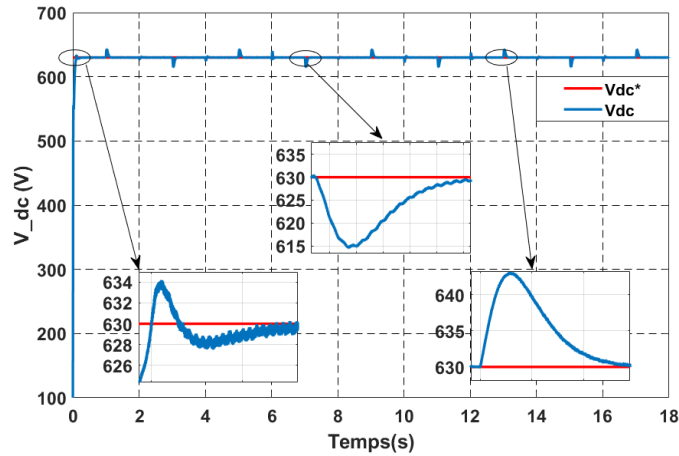


Figure IV.21- Tension continue

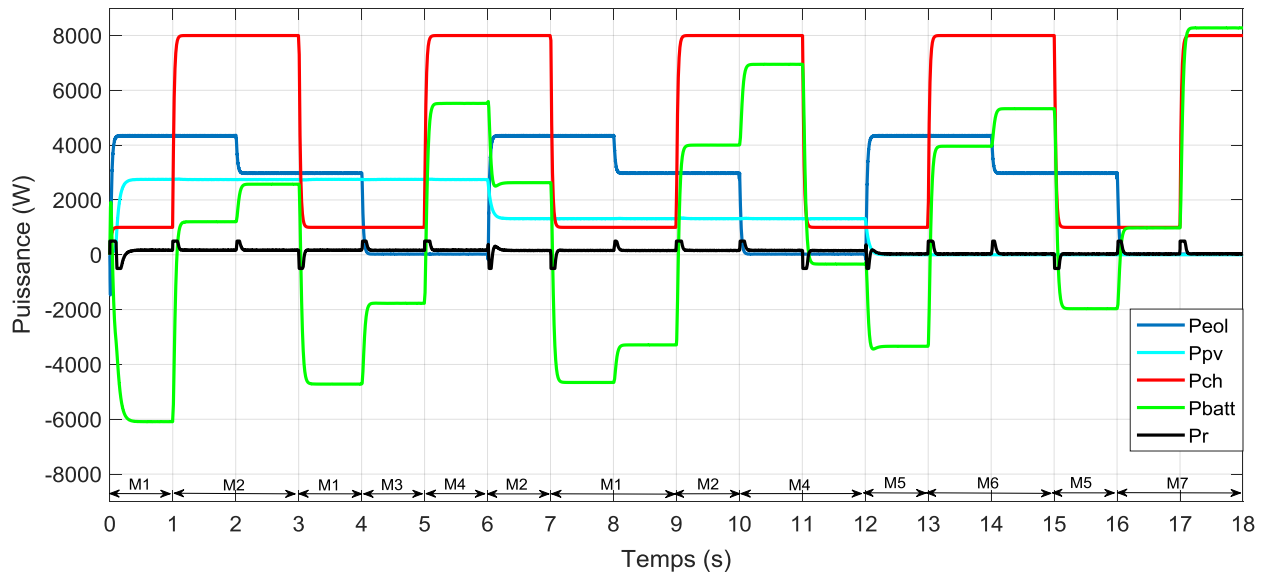


Figure IV.22- Formes d'onde de la puissance.

Les résultats obtenus à travers cette étude confirment l'efficacité de la stratégie de gestion basée sur la FLC. Cette approche permet d'optimiser l'utilisation des ressources énergétiques disponibles, de réduire la sollicitation excessive des batteries et d'assurer une gestion intelligente du système. En somme,

l'application de la *FLC* a permis d'atteindre avec succès les objectifs fixés, confirmant ainsi la pertinence et la fiabilité de cette stratégie dans un contexte de production d'énergie hybride renouvelable.

IV.6.2- Gestion Intelligente de l'Énergie en Réseau et en Site Isolé avec le *MLP*

Les résultats de simulation de la gestion intelligente de l'énergie dans un système hybride éolien-PV-batterie, en mode connecté au réseau ou en site isolé, montrent une amélioration significative de l'efficacité énergétique. Grâce à l'apprentissage du *MLP*, la distribution de puissance entre les différentes sources et le stockage est optimisée en fonction des variations climatiques et des besoins de charge.

L'évaluation des performances repose sur une analyse détaillée du contrôle, de l'optimisation et de la gestion du système dans différents scénarios. Plusieurs profils environnementaux ont été considérés, notamment la vitesse du vent (Figure IV.24) et la puissance de la charge (Figure IV.25). Ces paramètres influencent directement la stratégie de gestion énergétique, permettant une adaptation dynamique aux fluctuations du réseau ou aux contraintes d'un site isolé.

En mode connecté au réseau, le *MLP* ajuste l'injection ou l'absorption d'énergie en fonction de la stabilité du réseau. En mode site isolé, il optimise l'autoconsommation et la gestion du stockage pour assurer un fonctionnement autonome et fiable. Cette approche basée sur l'intelligence artificielle améliore ainsi la résilience et l'efficacité du système énergétique.

La stratégie de la circulation de puissances (loadflow) est utilisée pour générer un ensemble de données pour l'apprentissage du réseau neurone. Plusieurs cas utilisés pour obtenir les résultats dans le mode connecté au réseau et isolé. En mode connecté au réseau, tel que dans le 1^{er} cas, le système éolien fonctionne à la puissance maximale et fournit ainsi aux charges l'énergie requise. Quant au reste de l'énergie, elle est injectée dans le réseau lorsque le $SoC \geq SoC_{max}$, inversement et lorsque le $SoC < SoC_{max}$ l'énergie excédentaire est stockée dans les batteries. Dans le 2^{ème} cas, l'éolien ne satisfaisant pas la puissance requise, donc l'énergie manquante est fournie par les batteries si le $SoC \geq SoC_{min}$ sinon la puissance manquante est fournie par le réseau. Dans le 3^{ème} cas, le système éolien produit une capacité qui n'alimente que les charges sans aucune augmentation de l'énergie. Lorsque le système est dans un cas critique (mode autonome), le SoC va continuer de diminuer, ce qui permet au superviseur de réagir correctement à cette situation et donc de couper la charge avec la priorité la plus basse afin de préserver l'équilibre du système et prévenir la décharge profonde des batteries afin de prolonger la durée de vie de ces dernières.

On présentera ensuite un ensemble de résultats de simulation sur une période de 10s, démontrant les performances du système hybride. Ces résultats montrent l'efficacité de la gestion de l'énergie par la stratégie énoncée utilisée pour ce système hybride. L'état de charge des batteries est de 50% afin de vérifier tous les cas de fonctionnement. La figure IV.23 montre les puissances du système hybride entre les sources

d'énergie. On remarque d'après les résultats obtenus que le système de conversion éolien peut jouer le rôle de la source principale.

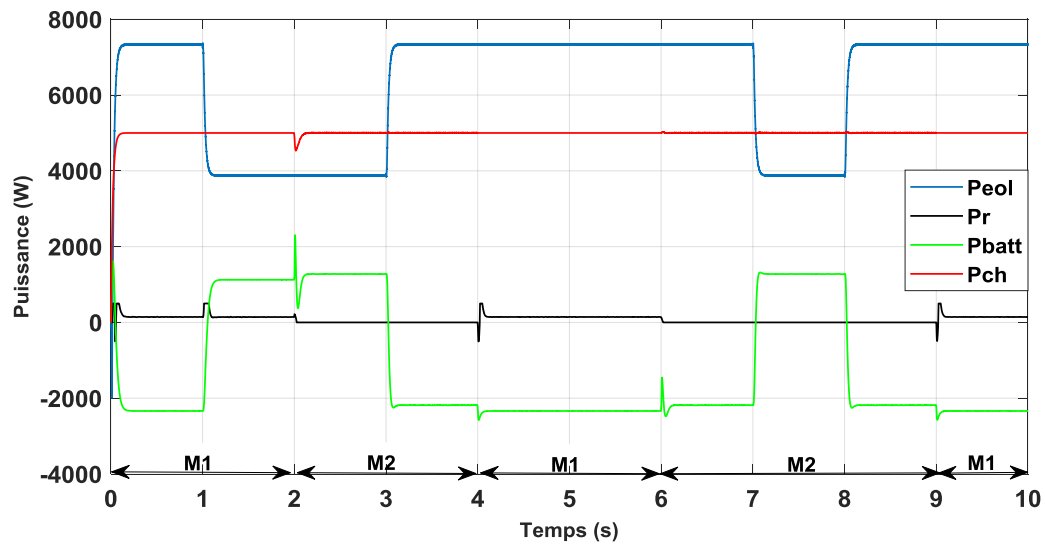


Figure IV.23- Puissances du système hybride

IV.6.2.1 - Résultats de simulation : Mode M1 (connecté au réseau)

Dans ce scénario, le système hybride est composé d'un générateur éolien, de bancs de batteries (stockage) et d'une charge, tous connectés au réseau électrique. Étant donné que notre système est relié au réseau, l'éolienne fonctionne en mode *MPPT* tout au long de la simulation.

— De **0 à 1s** : Durant cet intervalle, le générateur éolien produit une puissance maximale (courbe en bleu). Cette puissance est consommée en partie par la charge (courbe en rouge), tandis que l'excédent est stocké dans les batteries (courbe en vert), marquant ainsi leur phase de chargement. Cette augmentation de la puissance stockée se traduit par une élévation du pourcentage de SOC (figure IV.29), ce qui impacte également le courant des batteries (figure IV.27) ainsi que leur tension (figure IV.28).

La tension continue présente de meilleures performances en termes de suivi de la référence, avec une réponse dynamique optimisée tout au long de l'intervalle de simulation. Cela témoigne du bon fonctionnement du système de régulation (figure IV.31).

La figure IV.33 montre que la puissance réactive suit fidèlement sa référence, correspondant au courant réactif asservi à zéro.

L'analyse FFT de la tension (figure IV.35) et du courant (figure IV.36) révèle un THD nul (**0%**), indiquant que la tension et la fréquence sont imposées par le réseau.

— De **1 à 2s** : Pendant cet intervalle, la puissance produite par le générateur éolien devient insuffisante pour couvrir la demande de la charge. Le système de stockage intervient alors pour compenser ce déficit et

assurer l'alimentation de la charge. Cette décharge des batteries se traduit par une diminution du pourcentage du SoC, un phénomène que l'on appelle la décharge des batteries.

La figure IV illustre un changement de signe du courant des batteries, tandis que la figure IV.36 met en évidence une baisse de la tension à leurs bornes. Cela confirme la transition de l'état de charge à un état de décharge.

— De 4 à 6s et 9 à 10s : Durant cet intervalle, le générateur éolien produit suffisamment d'énergie pour alimenter la charge, et l'excédent de puissance est stocké dans les batteries.

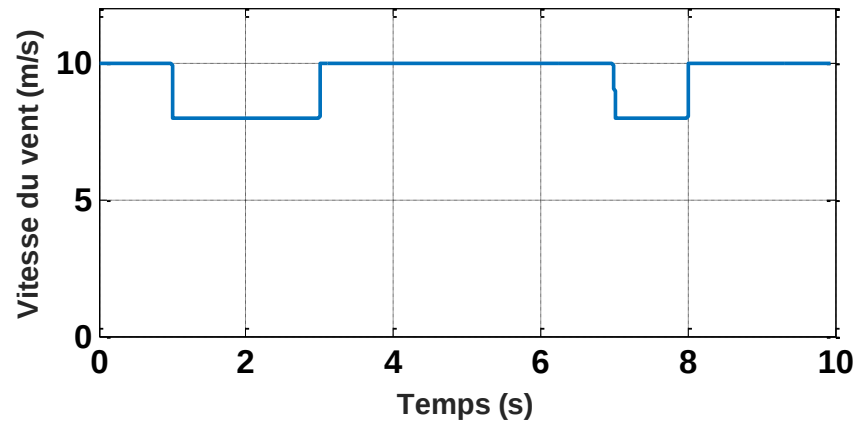


Figure IV.24- Profil de la vitesse du vent.

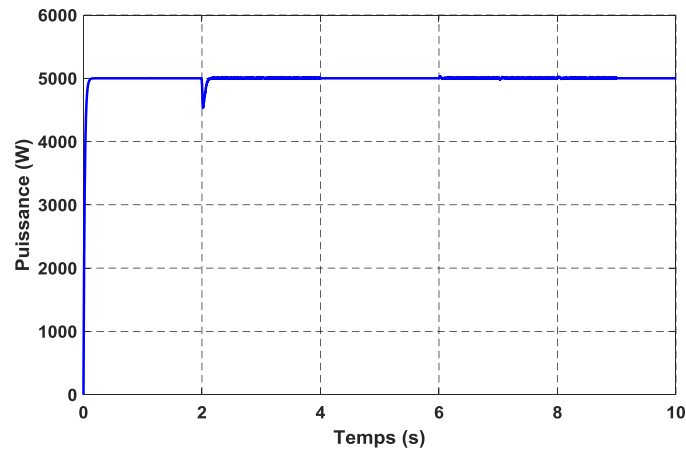


Figure IV.25- Profil de la puissance de la charge

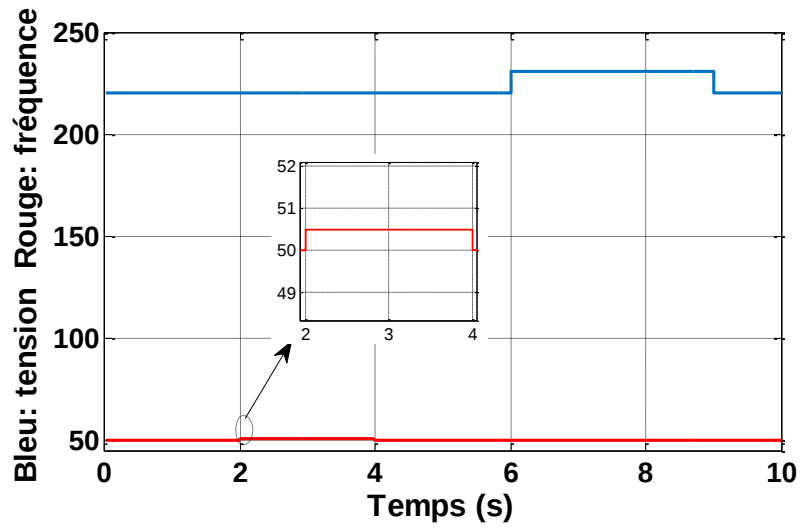


Figure IV.26- Défaut du réseau

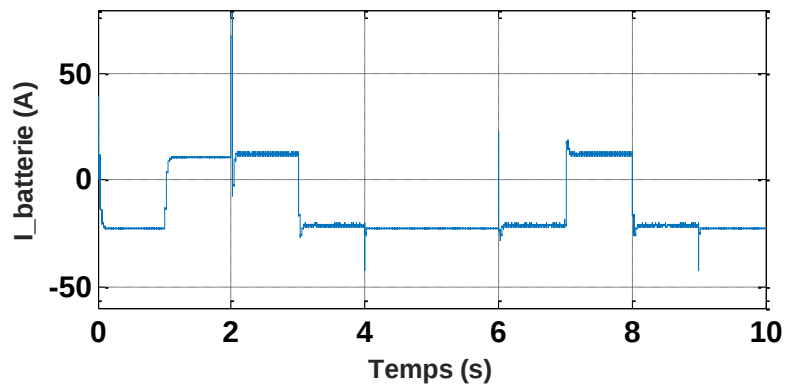


Figure IV.27- Courant de la batterie

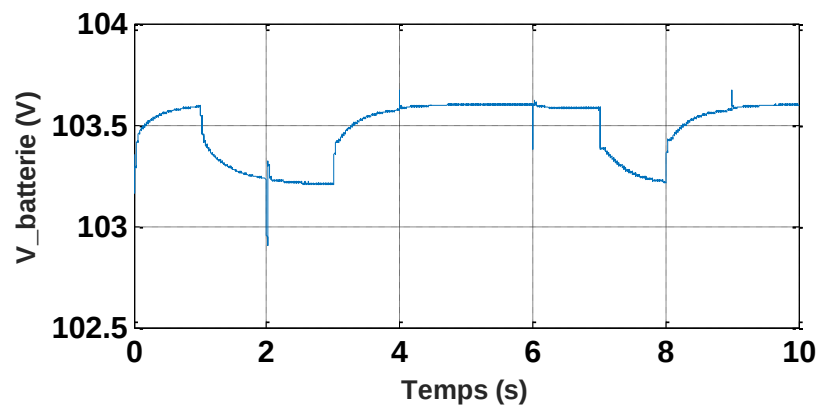


Figure IV.28- Tension de la batterie

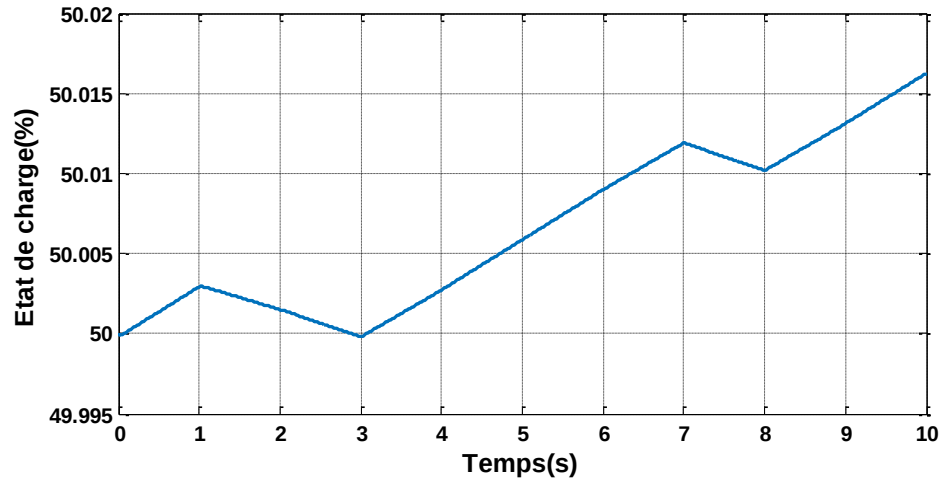


Figure IV.29- Etat de charge

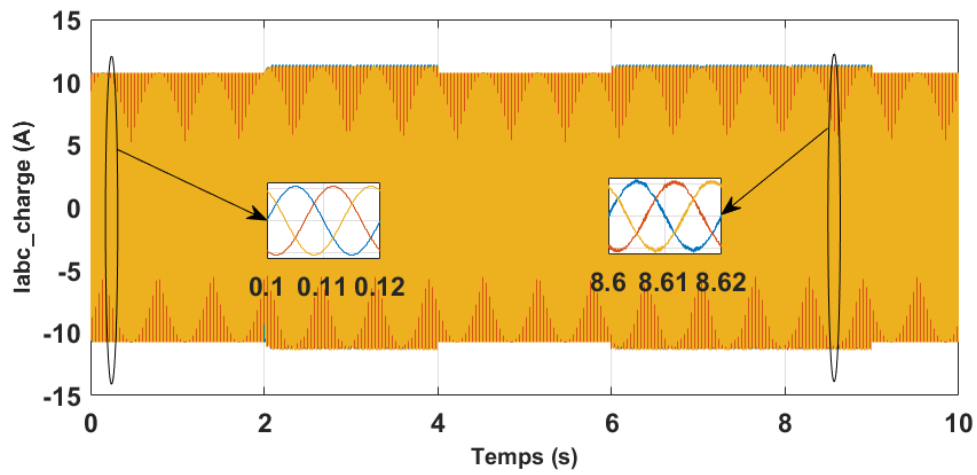


Figure IV.30- Courant de la charge

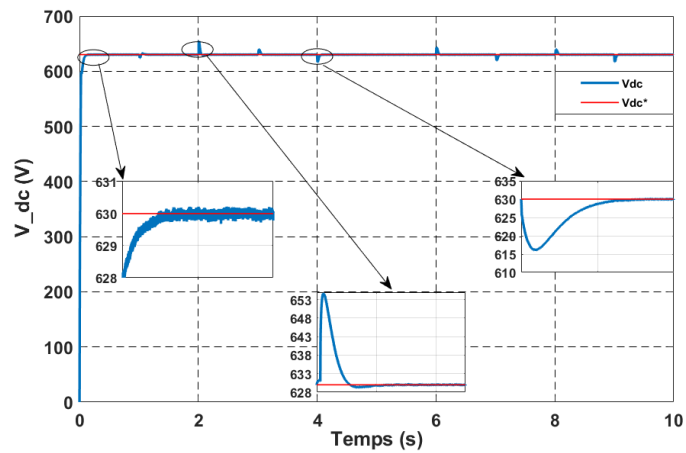


Figure IV.31- Tension continue

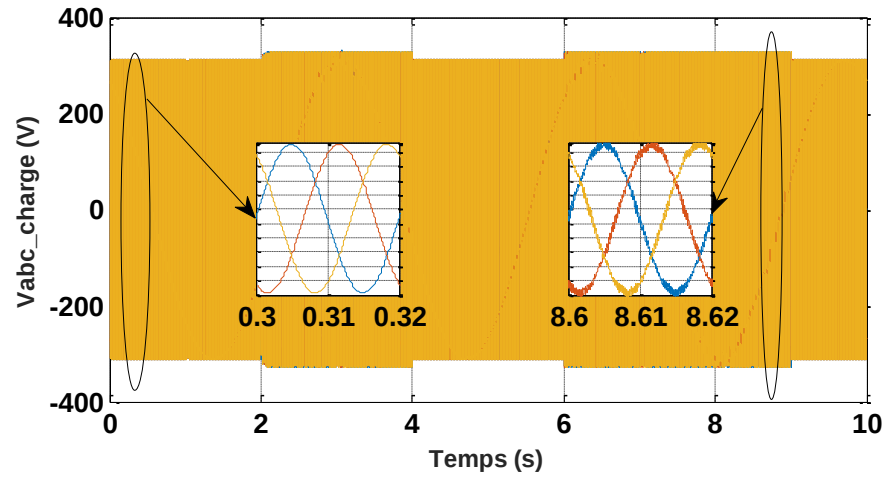


Figure IV.32- Tension de la charge

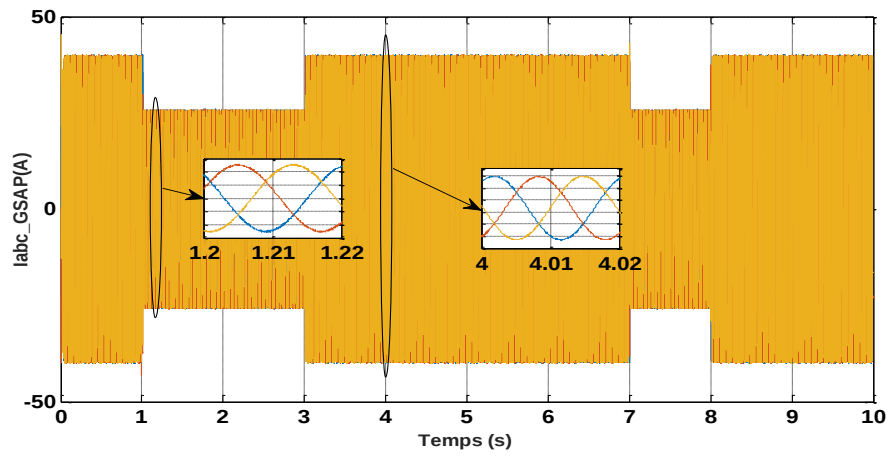


Figure IV.33- Courant de la GSAP

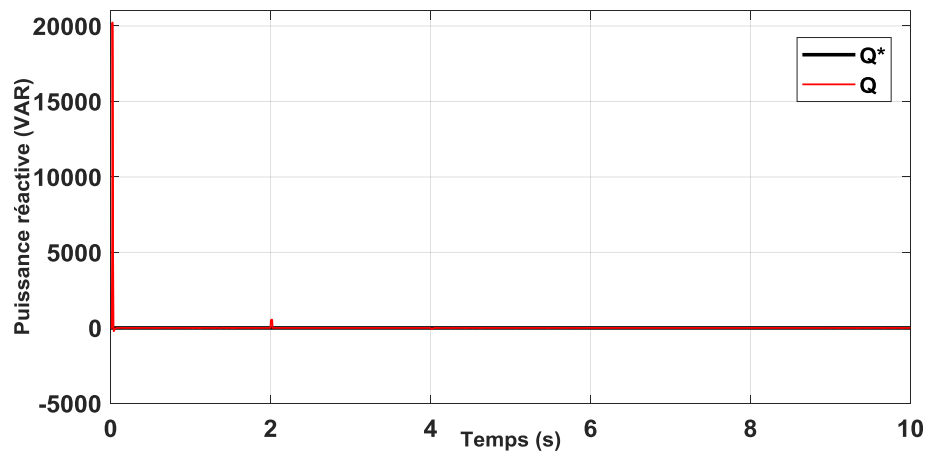


Figure IV.34- Puissance réactive

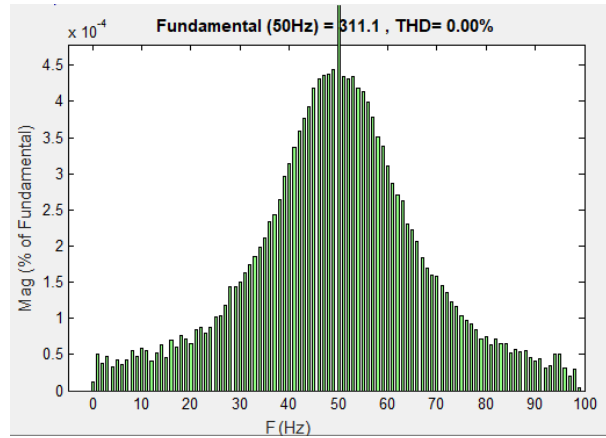


Figure IV.35- FFT de la tension de charge (on mode)

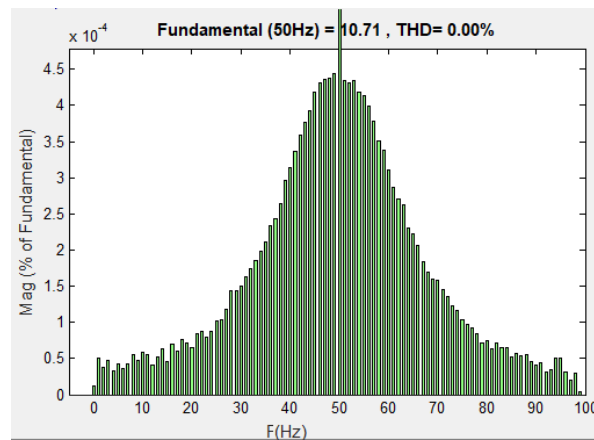


Figure IV.36- FFT du courant de charge (on mode)

IV.6.2.2 - Résultats de simulation : Mode M2 (mode isolé du réseau)

Dans ce mode, le système hybride est constitué d'un générateur éolien, d'un système de stockage et d'une charge AC. L'objectif du système est de répondre à la demande énergétique de la charge. Le superviseur (algorithme de gestion d'énergie) bascule ainsi le système hybride en mode isolé (autonome).

— A l'instant $t = 2s$, un défaut survient au niveau du réseau, entraînant une augmentation de la fréquence au-delà de la plage admissible. Face à cette situation, le superviseur procède au délestage du réseau électrique.

— De 2 à 3s et 7 à 8s : Dans cette période, le générateur éolien est incapable de fournir la puissance requise par la charge. Le système de stockage intervient alors pour compenser ce déficit. Le SoC des batteries diminue progressivement, avant de revenir à son état initial.

— De 3 à 4s : Durant cette phase, la vitesse du vent augmente, permettant au générateur éolien de produire la puissance nécessaire pour alimenter la charge. L'excédent de puissance est alors stocké dans les batteries.

— De 6 à 7s : Un nouveau défaut de réseau se produit, cette fois-ci en raison d'une augmentation de la tension au-delà de la tolérance admissible, comme illustré sur la figure IV. Durant cette période, la puissance fournie par le réseau devient nulle. Le générateur éolien continue à alimenter la charge, et l'excédent de puissance est stocké dans les batteries, entraînant une augmentation du SoC.

L'analyse FFT de la tension (figure IV.37) et du courant (figure IV.38) révèle un THD de **3,92 %**, indiquant que le système fonctionne en mode autonome. Cela montre également que la régulation de la tension et de la fréquence n'est pas totalement optimisée.

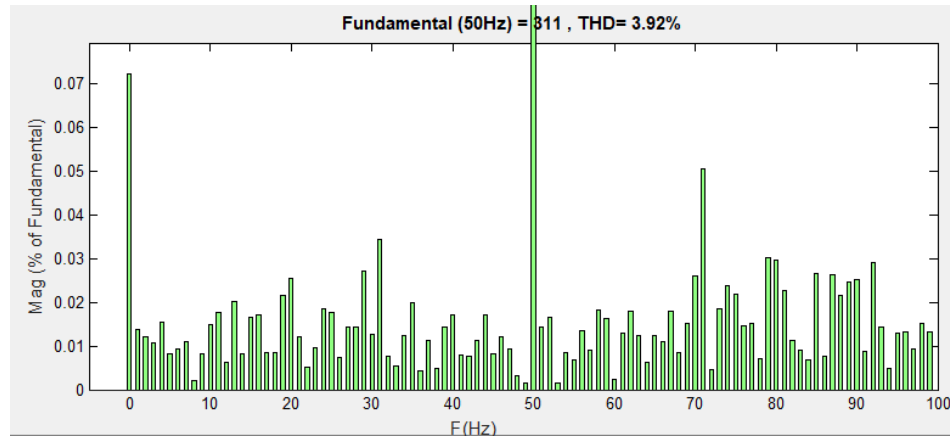


Figure IV.37- FFT de la tension de charge (off mode)

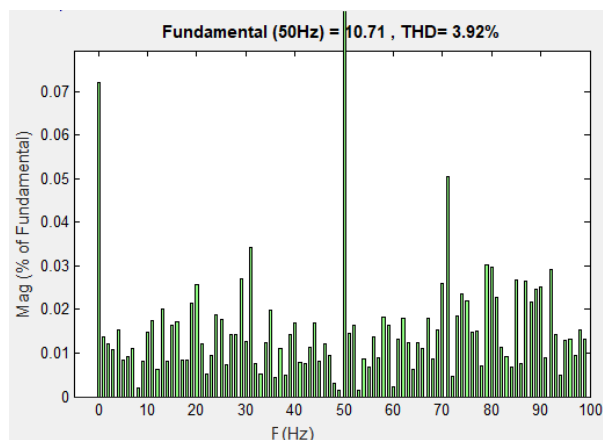


Figure IV.38- FFT du courant de charge (off mode)

IV.7 Conclusion

Le système de gestion intelligent proposé permet divers modes de fonctionnement adaptés aux différentes conditions météorologiques, assurant une alimentation électrique fluide et rapide depuis chaque source tout en prenant en compte l'état de charge du banc de batteries. Ce système repose sur une stratégie avancée qui optimise l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables, en ajustant dynamiquement l'apport en fonction des variations climatiques et des besoins en consommation.

L'un des éléments clés de cette gestion intelligente est l'intégration d'un *FLC*. Ce dernier joue un rôle essentiel dans l'optimisation et la gestion des opérations, permettant une régulation adaptative et efficace du système. Contrairement aux méthodes traditionnelles, le *FLC* utilise des règles heuristiques basées sur l'expérience humaine et des données comportementales enregistrées, ce qui lui confère une flexibilité accrue face aux changements environnementaux.

Les résultats des simulations réalisées démontrent clairement l'efficacité et la faisabilité de la stratégie de contrôle proposée. En effet, l'utilisation du *FLC* permet une amélioration significative des performances du système, en garantissant une meilleure exploitation des sources énergétiques disponibles et en optimisant la distribution de l'énergie en fonction des besoins instantanés.

Parmi les objectifs principaux atteints, on note une augmentation notable de la puissance fournie, réduisant ainsi les pertes et améliorant le rendement global du système. De plus, la sollicitation du banc de batteries est diminuée grâce à une gestion plus intelligente et équilibrée de la charge et de la décharge, ce qui contribue à prolonger la durée de vie des batteries et à réduire les coûts de maintenance.

Enfin, cette approche assure une gestion intelligente et adaptative du système énergétique, favorisant une meilleure intégration des sources renouvelables avec résistance aux variations climatiques. Ainsi, cette solution représente une alternative performante et durable aux méthodes classiques, ouvrant la voie à des systèmes énergétiques plus autonomes et plus efficaces.

Références bibliographiques

- [1] **M. Hmida**, « Transition énergétique : les nouvelles technologies renouvelables et intelligentes pour un développement soutenable », thèse de doctorat, Université de Tunis El-Manar, 2023.
- [2] **A. Bigo**, « Les transports face au défi de la transition énergétique. Explorations entre passé et avenir, technologie et sobriété, accélération et ralentissement », thèse de doctorat, Institut Polytechnique de Paris, France, 2020.
- [3] **A. Labouret and M. Villoz**, *Énergie solaire photovoltaïque*, Dunod, 2006.
- [4] **L. Croci**, « Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs », thèse de doctorat, université de Poitiers, France, 2014.
- [5] **A. S. Belfedhal**, "Modélisation et Commande d'un système de production d'électricité Photovoltaïque-Éolien," thèse de doctorat, École Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2019.
- [6] **Nicolas Allali**, " Convertisseur haut rendement à dimensionnement réduit pour batterie hybridée puissance/énergie de véhicule électrique : Principe de source de courant contrôlée, thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2016.
- [7] **Tomohiro Takagi and Michio Sugeno**. Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control. *IEEE Trans. on Systems, Man and Cybernetics*, 15(1) :116–132, 1985.
- [8] **K. Tanaka and M. Sano**. A robust stabilization problem of fuzzy control systems and its application to backing up control of a truck-trailer. *Fuzzy Systems, IEEE Transactions on*, 2(2):119–134, 1994.
- [9] **K. Tanaka, T. Ikeda, and H.O. Wang**. Fuzzy regulators and fuzzy observers: relaxed stability conditions and lmi-based designs. *Fuzzy Systems, IEEE Transactions on*, 6(2):250–265, 1998.
- [10] **Chaib H., Hassaine S., Mihoub Y., Moreau S**. Intelligent power control strategy based on self-tuning fuzzy MPPT for grid-connected hybrid system. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2025, no. 3, pp. 23-30.
- [11] **B. N. Alhasnawi and B. H. Jasim**, 'a new energy management system of on-grid / off- grid using adaptive neuro-fuzzy inference system' the *Journal of Engineering Science and Technology*, vol. 15, 2020.
- [12] **K. Basaran, N. S. Cetin, and S. Borekci**, "Energy management for on-grid and off-grid wind/PV and battery hybrid systems," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 10, pp. 1455–1463, 2016
- [13] **C. Ceylan et Y. Devrim**, « Green Hydrogen Based Off-Grid and On-Grid Hybrid Energy Systems », *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 99, pp. 39084–39096, 2023
- [14] **W. Bai, M. Sechilariu, et F. Locment**, « On-grid/off-grid DC microgrid optimization and demand response management », *2020 22nd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'20 ECCE Europe)*, Lyon, France, 2020, pp. 1–10

- [15] U. Subramaniam, S. Vavilapalli, S. Padmanaban, F. Blaabjerg, J. B. Holm-Nielsen, et D. Almakhlles, « A Hybrid PV-Battery System for ON-Grid and OFF-Grid Applications—Controller-In-Loop Simulation Validation », *Energies*, vol. 13, no. 3, p. 755, févr. 2020
- [16] M. Tabora, U. C. Paixão Júnior, C. E. M. Rodrigues, et al., « Hybrid System Assessment in On-Grid and Off-Grid Conditions: A Technical and Economical Approach », *Energies*, vol. 14, no. 17, p. 5284, 2021
- [17] R. S. Jadhav et S. B. Patil, "Design and Implementation of PV-Wind Battery Hybrid System for Off Grid and On Grid," *2020 Fourth International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC)*, Coimbatore, India, 2020, pp. 612–619
- [18] B. Housseini, A. F. Okou, et R. Beguenane, "Robust Nonlinear Controller Design for On-Grid/Off-Grid Wind Energy Battery-Storage System", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5588–5598, nov. 2017
- [19] S. M. Hakimi et A. Hasankhani, "Intelligent Energy Management in Off-Grid Smart Buildings with Energy Interaction", *Journal of Cleaner Production*, vol. 244, p. 118906, jan. 2020,
- [20] J.-M. Sohn, "Generation Applications Package for Combined Heat Power in On-Grid and Off-Grid Microgrid Energy Management System," *IEEE Access*, vol. 4, pp. 3444–3453, jan. 2016
- [21] B. N. Alhasnawi et B. H. Jasim, "A New Energy Management System of On-Grid / Off-Grid Using Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System", *Journal of Engineering Science and Technology*, vol. 15, no. 6, pp. 3903–3919, déc. 2020
- [22] S. Asefi, M. Ali et E. Gryazina, "Optimal Energy Management for Off-Grid Hybrid System using Hybrid Optimization Technique", *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, Bucharest, Romania, 2019, pp. 1–5.
- [23] Ernest Czogala et Jacek Leski. Fuzzy and neuro-fuzzy intelligent systems. T. 47. Springer Science & Business Media, 2000.
- [24] Pierre Borne, Mohamed Benrejeb et Joseph Haggège. « Les réseaux de neurones : présentation et applications ». T. 15. Editions OPHRYS, 2007.
- [25] B. Sassia, "Optimisation d'un micro réseau intelligent vert eolienne/pv/batteries/groupe electrogene connecté au réseau", thèse de doctorat, Université de Biskra, Algérie, 2023.
- [26] **Mousa Marzband et al.** « An optimal energy management system for islanded microgrids based on multiperiod artificial bee colony combined with Markov chain ». In : *IEEE systems journal* 11.3 (2015), p. 1712-1722.
- [27] **Rosenblatt, F. (1958).** The Perceptron: A Probabilistic Model for Information Storage and Organization in the Brain, *Psychological Review*, vol. 65, no. 6, pp. 386–408.
- [28] **Goodfellow, I., Bengio, Y., & Courville, A. (2016).** Deep Learning. MIT Press.

- [29] **K. Al-Dulaimi, J. Banks, A. Al-Sabaawi, K. Nguyen, V. Chandran, et I. Tomeo-Reyes**, « Classification of HEp-2 Staining Pattern Images Using Adapted Multilayer Perceptron Neural Network-Based Intra-Class Variation of Cell Shape », *Sensors*, vol. 23, no 4, p. 2195, févr. 2023.
- [30] **S. A. Belfedhal, E.M. Berkouk, Y. Messlem**, « Analysis of grid connected hybrid renewable energy system », *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, doi.org/ 10.1063/ Janv 2019.
- [31] **Balasubramanian, G., Singaravelu, S.**: “Fuzzy logic-based controller for a standalone hybrid generation system using wind and photovoltaic energy”, *Int. J. Adv. Eng. Technol.*, 2012, 3, pp. 668–679.

Chapitre V : Etude Expérimentale

V.1 Introduction

Dans cette partie, nous procédons à une évaluation expérimentale de plusieurs techniques *MPPT*, incluant le *P&O* classique, le *P&O* adaptative et une version hybride combinant les approches *PSO* et *P&O*. L'objectif est de surmonter les limitations de la technique *P&O* avec des versions améliorées, notamment l'approche adaptative, qui ajuste dynamiquement l'amplitude des perturbations afin d'accroître la rapidité de convergence et la stabilité. Par ailleurs, des techniques d'optimisation plus avancées, telles que l'algorithme *PSO*, ont été explorées pour renforcer la robustesse du suivi *MPPT*.

Les expérimentations sont réalisées à l'aide d'un banc de test composé d'un microcontrôleur MicroBox et d'un émulateur photovoltaïque **Chroma 62050H-600S**, capable de simuler différentes conditions de fonctionnement des panneaux solaires.

L'objectif principal est de comparer la performance de ces algorithmes en termes de vitesse de convergence, de précision du suivi et de stabilité sous diverses conditions. Les résultats obtenus permettront d'identifier la stratégie la plus efficace pour maximiser l'extraction d'énergie tout en assurant une meilleure adaptabilité aux variations d'ensoleillement.

V.2 Présentation du banc d'essai

La Figure V.1, illustre le banc d'essai utilisé pour l'expérimentation. Ce banc a été conçu pour tester et analyser les algorithmes de suivi *MPPT* dans des conditions variées, simulant ainsi le comportement d'un système photovoltaïque en situation réelle.

Tout d'abord, un émulateur photovoltaïque **Chroma 62050H-600S** est utilisé pour reproduire le comportement d'un panneau *PV* sous différentes conditions d'ensoleillement, garantissant ainsi une simulation réaliste des variations climatiques. Ensuite, la plateforme de contrôle **dSPACE MicroLabBox DS1202** permet le développement et l'implémentation des algorithmes utilisés, assurant un contrôle précis et en temps réel du système.

Par ailleurs, une batterie est intégrée au banc d'essai comme une charge électrique. Enfin, un convertisseur *DC-DC* élévateur réversible en courant est utilisé pour adapter la tension et la puissance fournies par la source photovoltaïque, facilitant ainsi le transfert d'énergie entre les différents composants du système et optimisant son efficacité.

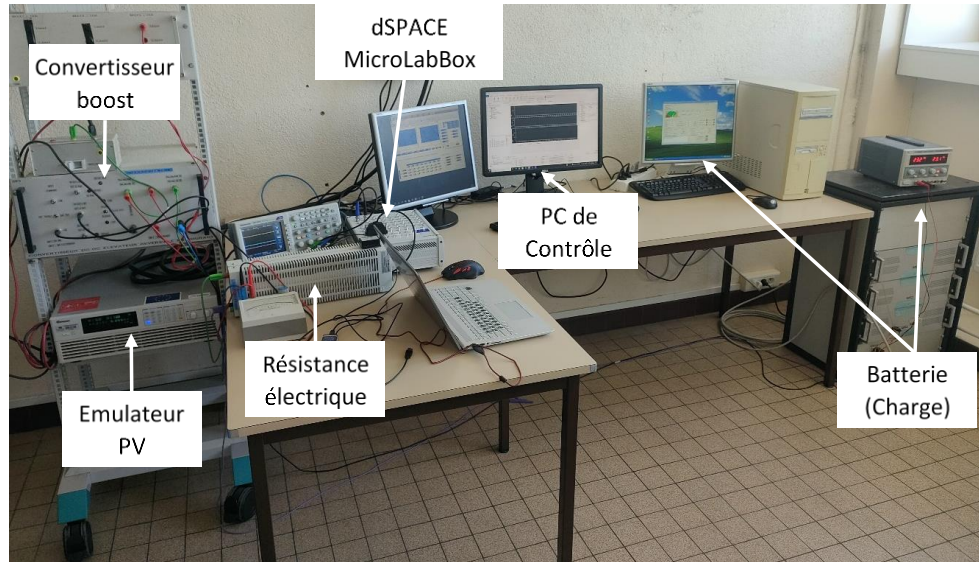


Figure V.1- Mise en place du système expérimental

Les résultats expérimentaux des différentes méthodes *MPPT* sont présentés dans ce chapitre. Ces méthodes ont été validées sous différents scénarios d'irradiation. L'émulateur *PV* proposé dans cette étude remplace les panneaux solaires réels. Le modèle des méthodes *MPPT*, basé sur MATLAB/Simulink, est importé dans le système dSPACE, qui génère un signal de commande et régule ensuite la puissance de sortie de l'émulateur *PV* via un convertisseur *DC-DC*.

Le schéma bloc de l'installation du système *PV* émulé, sous différents scénarios et conditions d'ombrage partiel, est illustré à la Figure V.2. Le système expérimental complet est composé d'un panneau solaire émulé, d'un convertisseur élévateur *DC-DC*, d'une charge telle qu'une batterie, et d'un système d'interface temps réel dSPACE.

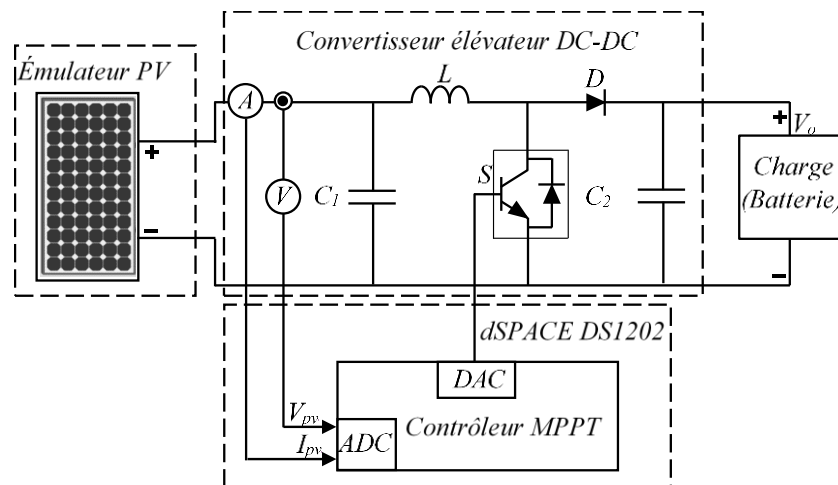


Figure V.2- Schéma bloc de l'installation expérimentale du système *PV*

Le circuit de mesure du courant et de la tension intégrée au convertisseur élévateur *DC-DC* capte les signaux analogiques I_{PV} et V_{PV} , puis les envoie à la **DS1202**, où ils sont convertis en signaux numériques.

La méthode *MPPT* est précompilée dans un programme en langage *C* sous Simulink, puis importée dans l'ordinateur de contrôle. En s'appuyant sur les signaux numériques fournis par la **DS1202**, le contrôleur *MPPT* détermine le cycle de fonctionnement *D* et le transforme en un signal *MLI* à l'aide du générateur *MLI*. Ces signaux de commande *MLI* sont ensuite transmis à dSPACE, qui les reconvertit en signaux analogiques afin de piloter le convertisseur élévateur.

V.3-Résultats expérimentaux des algorithmes *MPPT P&O* et *P&O adaptatif*

Le panneau solaire utilisé, ayant une puissance maximale de **50 W**, est caractérisé par ses paramètres techniques évalués dans des conditions nominales, comme indiqué dans le tableau B.1 et B.2(Annexes). Pour tous les essais, une température ambiante constante de **25°C** est supposée.

Dans le système de simulation et d'expérimentation, le système photovoltaïque émulé a été connecté à un convertisseur élévateur *DC-DC*. La tension terminale des panneaux photovoltaïques émulsés est régulée par le convertisseur élévateur, selon les spécifications du convertisseur élévateur présentées dans le tableau B.3 (annexes).

Afin d'évaluer les performances des deux algorithmes de commande, des essais expérimentaux ont été réalisés en utilisant un profil d'irradiation solaire variable, comme illustré dans la figure V.3.

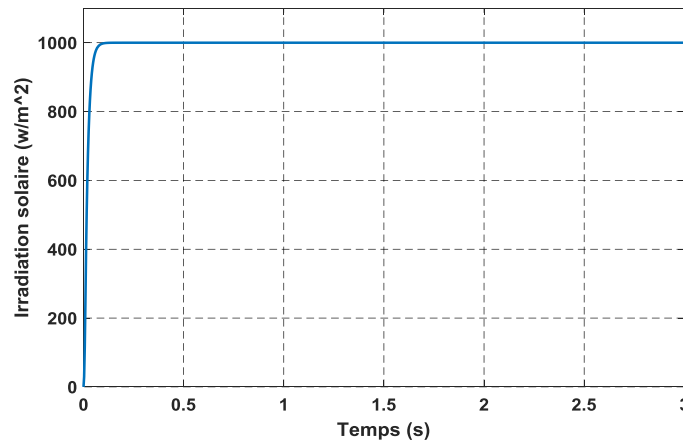


Figure V.3-Profil de l'irradiation solaire

La figure V.4 montre l'évolution du courant généré par un panneau photovoltaïque sous l'effet des algorithmes *MPPT P&O* classique (rouge) et *P&O adaptatif* (bleu). Au début, le courant augmente rapidement jusqu'à environ **1,1A**, indiquant que les deux contrôleurs convergent vers le *MPP*. Cependant, le *P&O* classique présente des oscillations plus marquées, tandis que le *P&O* adaptatif atteint plus

rapidement la stabilité avec moins de fluctuations. Après 0,5 seconde, les deux algorithmes stabilisent le courant, mais le *P&O* adaptative assure une meilleure régulation, réduisant ainsi les pertes énergétiques. Cela montre bien que les deux méthodes permettent un suivi du MPP, le *P&O* adaptative offre une performance plus stable et efficace.

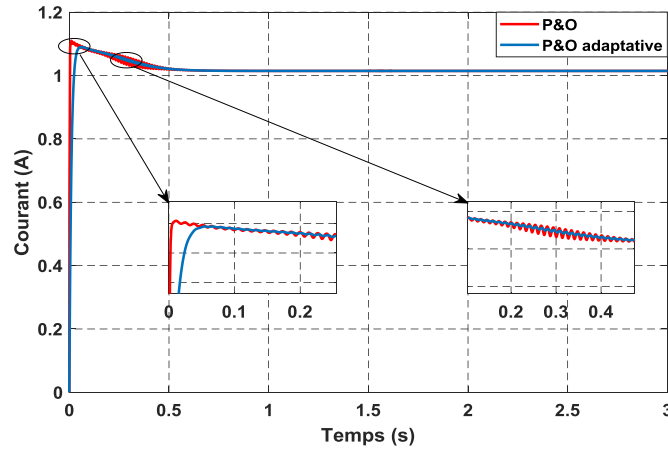


Figure V.4- Comparaison des algorithmes *MPPT P&O* et *P&O* adaptative : Évolution du courant généré par un PV.

La figure V.5 présente les courbes de tension en fonction du temps pour deux méthodes de suivi du point de puissance (*P&O* et *P&O* adaptative), mesurées sur une durée de trois secondes. Les valeurs de tension évoluent rapidement au départ, atteignant une valeur stable proche de 50 v. Les courbes correspondant aux deux méthodes sont presque superposées, démontrant une efficacité similaire dans le suivi de la tension, avec la méthode adaptative montrant une légère amélioration dans la vitesse d'adaptation, tout en atteignant le même seuil de tension que la méthode *P&O* traditionnelle.

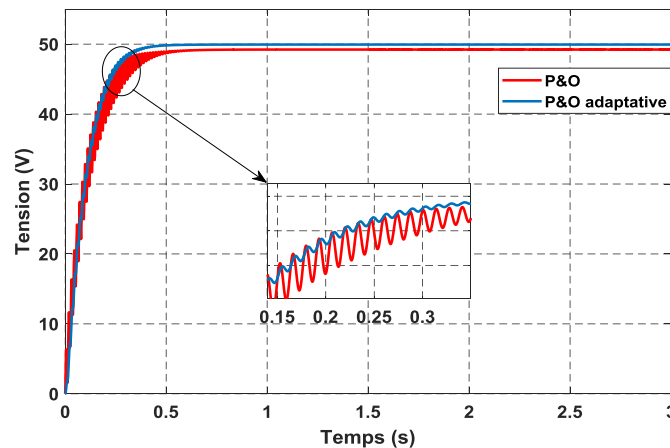


Figure V.5- Comparaison des Tensions obtenues avec les deux techniques : *P&O* et *P&O* Adaptative.

Le graphique V.6 présente l'évolution de la puissance en watts (**W**) en fonction du temps (**s**) pour deux méthodes de *MPPT* : l'algorithme *P&O* classique, représenté par la courbe rouge, et l'algorithme *P&O*

adaptative, illustré par la courbe bleue. On observe que les deux algorithmes atteignent rapidement une puissance quasi maximale, culminant autour de **50 W**, avec une légère différence dans la rapidité à atteindre cette valeur optimale. La courbe du *P&O* adaptative se distingue par une montée plus rapide vers la puissance maximale, témoignant d'une meilleure réactivité et d'une efficacité accrue dans le suivi du point de puissance optimal. Cette performance renforcée peut contribuer à une optimisation plus efficace des systèmes photovoltaïques.

Pour évaluer la performance des algorithmes *MPPT*, nous avons mené une série de tests en exposant le système à des fluctuations marquées de l'irradiation solaire sur une courte durée, comme le montre la figure V.7. Les résultats des expériences effectuées sont illustrés dans les figures V.8.

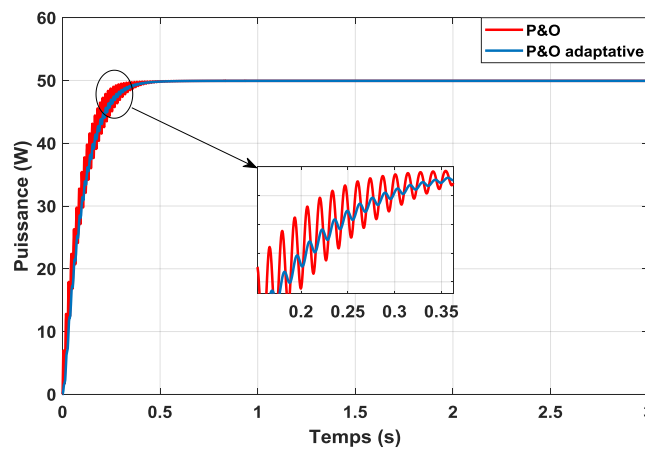


Figure V.6- Comparaison de la puissance du PV entre les méthodes *P&O* et *P&O* adaptative.

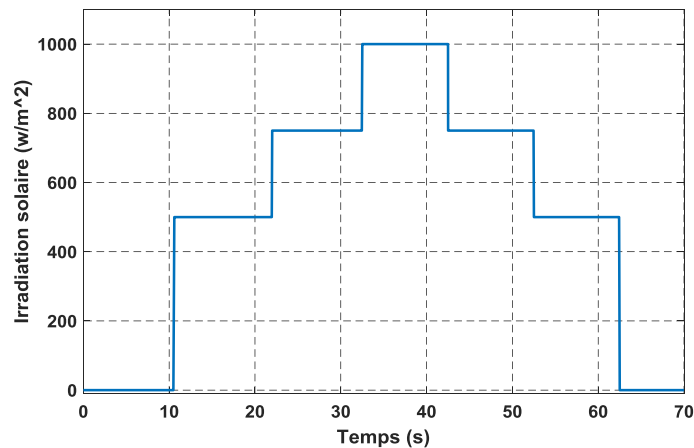


Figure V.7- Profil de l'irradiation solaire

La figure V.8 présente les variations de la puissance générée par les deux contrôleurs sur un intervalle de temps compris entre 0 et 70s. On observe que le contrôleur *P&O* affiche des pics de puissance marqués, ce qui traduit une réponse rapide aux variations d'ensoleillement. Cependant, cette rapidité d'adaptation s'accompagne de fluctuations significatives autour du *MPP*, ce qui peut entraîner une légère instabilité dans le suivi de la puissance optimale.

En revanche, le contrôleur *P&O* adaptatif présente une courbe plus stable, caractérisée par des valeurs de puissance relativement constantes et une réduction des variations brusques. Cette stabilité présente une meilleure capacité à minimiser les oscillations autour du *MPP*, bien que la réactivité aux changements des conditions d'ensoleillement puisse être légèrement moindre comparée à celle du contrôleur *P&O*.

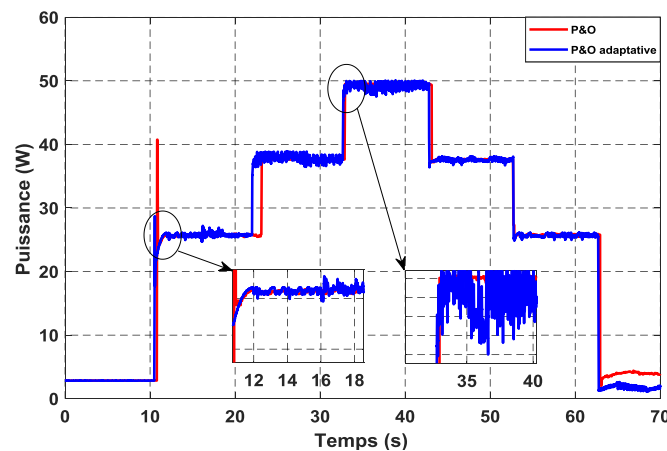


Figure V.8- Comparaison de la puissance du PV entre les méthodes *P&O* et *P&O* adaptative.

En conclusion, les résultats de cette étude démontrent bien que les deux contrôleurs atteignent des niveaux de performance comparables, le *P&O* adaptative affiche un potentiel supérieur en termes de réactivité et d'efficacité, ce qui en fait un choix prometteur pour les systèmes photovoltaïques modernes, particulièrement dans des environnements où la luminosité varie fréquemment.

V.4- Optimisation du suivi MPPT par l'algorithme *PSO*

En 1995, Eberhart et Kennedy ont proposé la théorie de l'essaim particulaire (*OEP*) [1-3], ou Particle Swarm Optimization (*PSO*) en anglais. Le principe de cet algorithme s'inspire du comportement de recherche de nourriture des oiseaux et des bancs de poissons. L'idée centrale de cette méthode repose sur le partage d'informations entre les individus du groupe afin de trouver la solution optimale pour l'ensemble du groupe [4].

Ces espèces se déplacent selon des schémas complexes, bien que chaque individu dispose d'une intelligence restreinte et d'une perception limitée de son environnement. Leurs mouvements sont influencés

à la fois par leur propre expérience et par les interactions avec les autres membres du groupe. Des principes élémentaires, comme « se rapprocher de ses congénères », « adopter une direction similaire » ou « ajuster sa vitesse à celle du groupe », permettent d'assurer la coordination et la cohésion de l'ensemble, conduisant ainsi à l'émergence de comportements collectifs sophistiqués et adaptatifs.

L'essaim particulaire représente une population d'agents simples, appelés particules, où chaque particule correspond à une solution potentielle du problème. Elle est caractérisée par une position (vecteur solution) et une vitesse [5].

Chaque particule dispose également d'une mémoire lui permettant de retenir sa meilleure performance, aussi bien en termes de position que de valeur, ainsi que la meilleure performance atteinte par un groupe de particules voisines, appelées informatrices. Ce groupe d'informatrices, historiquement désigné sous le terme de voisinage, influence l'évolution de chaque particule au sein de l'essaim.

Un essaim de particules, représentant des solutions potentielles à un problème d'optimisation, explore l'espace de recherche dans le but d'atteindre l'optimum global. Le déplacement de chaque particule est régi par trois influences principales :

1. **Composante d'inertie** : la particule conserve une partie de sa trajectoire actuelle, maintenant ainsi une certaine continuité dans son mouvement,
2. **Composante cognitive** : la particule est attirée vers la meilleure position qu'elle a précédemment atteinte, exploitant ainsi son expérience personnelle,
3. **Composante sociale** : la particule prend en compte l'expérience des autres membres de l'essaim et s'oriente vers la meilleure position trouvée par ses voisins, favorisant ainsi la coopération et l'exploration collective.

L'un des principaux avantages de l'algorithme *PSO* est sa simplicité, sa facilité d'implémentation et le faible nombre de paramètres à ajuster [5-7]. Le schéma de principe de la méthode par essaim particulaire est illustré dans la figure V.9.

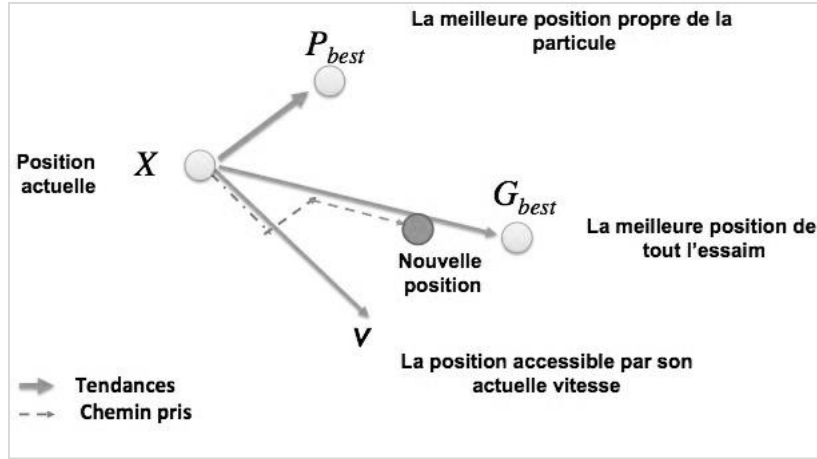


Figure V.9- Déplacement d'une particule

V.5- Formalisation de l'algorithme PSO

Dans un espace de recherche de dimension D , la particule i de l'essaim est représentée par un vecteur de position $\vec{x}_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iD})$ et un vecteur de vitesse $\vec{v}_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iD})$. La qualité de sa position est évaluée en fonction de la valeur de la fonction objective à ce point.

Chaque particule enregistre en mémoire la meilleure position qu'elle a atteinte au cours de son parcours, notée $\vec{pbest}_i = (pbest_{i1}, pbest_{i2}, \dots, pbest_{iD})$.

La meilleure position atteinte par l'ensemble des particules de l'essaim est désignée par $\vec{Gbest}_i = (gbest_{i1}, gbest_{i2}, \dots, gbest_{iD})$.

Dans cette variante, connue sous le nom de *PSO global*, chaque particule de l'essaim est connectée à l'ensemble des autres, formant ainsi un réseau où toute information est partagée. Par conséquent, la meilleure position atteinte par n'importe quelle particule est accessible à toutes les autres, d'où l'usage de la notation G_{best} [8].

L'utilisation du terme vitesse dans ce contexte est quelque peu inexacte, car les vecteurs $\vec{v}_i$ ne représentent pas une vitesse au sens physique du terme. Une désignation plus précise serait direction de déplacement. Toutefois, afin de préserver l'analogie avec le mouvement des essaims dans le monde animal, les auteurs ont choisi de conserver l'appellation vitesse.

Au lancement de l'algorithme, les particules de l'essaim sont réparties de manière aléatoire ou uniforme dans l'espace de recherche défini par le problème. Par la suite, à chaque itération, chaque particule

ajuste sa position en fonction d'une combinaison linéaire des trois composantes mentionnées précédemment. Plus précisément, lors de l'itération $t+1$, la mise à jour du vecteur de vitesse et du vecteur de position s'effectue conformément aux équations (V.1.) et (V.2), respectivement.

$$V_i^{k+1} = \omega \cdot V_i^k + c_1 \cdot r_1 \cdot (P_{best} - X_i^k) + c_2 \cdot r_2 \cdot (G_{best} - X_i^k) \quad V.1$$

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^{k+1} \quad V.2$$

Où :

- X_i représente la position actuelle de chaque particule,
- V est la vitesse dans l'espace de recherche,
- K est le nombre d'itérations,
- ω est le facteur d'inertie influençant la vitesse,
- c_1 est le coefficient cognitif propre à chaque particule,
- c_2 est le coefficient social représentant l'influence du groupe,
- r_1 et r_2 sont des valeurs aléatoires comprises entre 0 et 1.

Après le déplacement des particules, leurs nouvelles positions sont analysées afin de mettre à jour les vecteurs P_{best} et G_{best} . Lors de l'itération $t+1$, cette mise à jour s'effectue selon les équations (V.3) pour un problème de minimisation et (V.4) pour la version globale de l'algorithme PSO [9-10].

$$\overset{r}{P}best_i(t+1) = \begin{cases} \overset{r}{P}best_i(t), & \text{si } f(\overset{r}{x}_i(t+1)) \geq \overset{r}{P}best_i(t) \\ \overset{r}{x}_i(t), & \text{sinon} \end{cases} \quad V.3$$

$$\overset{r}{G}best_i(t+1) = \arg \min_{\overset{r}{P}best_i(t)} f(\overset{r}{P}best_i(t+1)), 1 \leq i \leq N \quad V.4$$

La procédure de l'algorithme PSO est structurée en quatre gros boucles, comme on le présente à la Figure V.10.

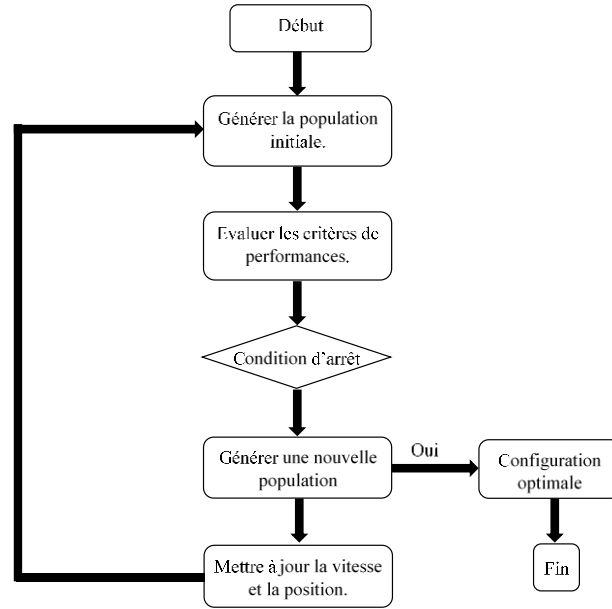


Figure V.10- L'organigramme du fonctionnement de l'algorithme *PSO*.

V.6- Analyse des résultats expérimentaux des algorithmes MPPT : *P&O*, *P&O* adaptative et *PSO*

Le panneau solaire émulé, ayant une puissance maximale de **295W**, est caractérisé par ses paramètres techniques évalués dans des conditions nominales, comme indiqué dans le Tableau A.6. Pour tous les essais, une température ambiante constante de **25°C** est supposée [11].

Afin d'analyser l'efficacité des algorithmes *MPPT*, une série de tests a été réalisée en soumettant le système à des variations rapides de l'irradiation solaire sur une courte période, comme illustré dans la figure V.11. Les résultats obtenus au cours de ces expériences sont présentés dans les figures V.12.

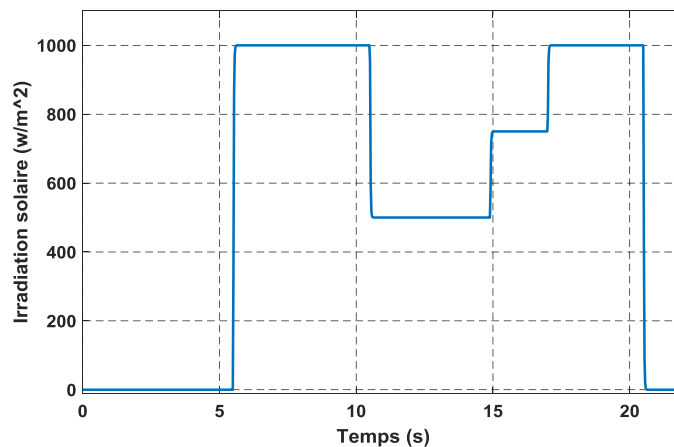


Figure V.11- Profil de l'irradiation solaire

La figure V.11 présente l'évolution de la puissance générée par un panneau photovoltaïque en fonction du temps, sous l'action de trois algorithmes de suivi *MPPT* : *P&O* classique (rouge), *P&O* adaptative (bleu) et *PSO* (noir). Avant 6s, la puissance reste proche de zéro, indiquant que les algorithmes n'ont pas encore commencé à optimiser le *MPP*. Ensuite, une augmentation soudaine de la puissance est observée, avec le *PSO* atteignant plus rapidement une valeur proche de **290 W** avec moins d'oscillations, tandis que le *P&O* adaptatif et le *P&O* classique affichent des variations plus marquées autour du *MPP*, avec une convergence plus lente.

Entre 9 et 14s, une chute de puissance importante se produit, simulant une réduction soudaine de l'ensoleillement ou une modification des conditions de charge. Dans cette phase, le *PSO* ajuste la puissance plus efficacement et atteint un niveau stable plus rapidement, alors que le *P&O* adaptatif met plus de temps à retrouver une stabilité, et le *P&O* classique oscille davantage, traduisant une adaptation plus lente aux variations environnementales. Cette différence est due à la capacité du *PSO* à explorer globalement l'espace des solutions, tandis que les algorithmes *P&O* reposent sur des perturbations locales du *MPP*, ce qui les rend plus sensibles aux changements brusques.

À partir de 14s, une remontée progressive de la puissance est observée, atteignant un second plateau autour de 18s. Le *PSO* parvient à retrouver le *MPP* avec une meilleure précision et des fluctuations minimisées, alors que le *P&O* classique et le *P&O* adaptative continuent à osciller avant de se stabiliser progressivement. Enfin, autour de 21s, la puissance retombe brutalement à zéro, indiquant une coupure du système ou un arrêt de la simulation.

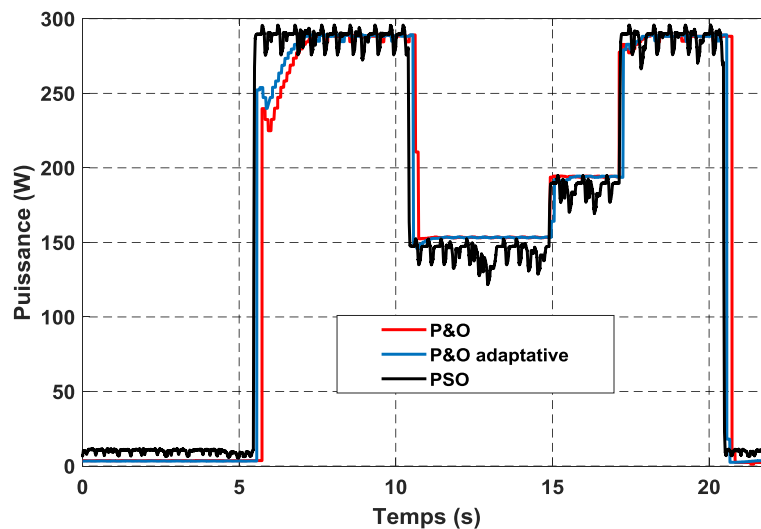


Figure V.12- Comparaison expérimentale des algorithmes *MPPT* : *P&O*, *P&O* adaptative et *PSO* pour l'optimisation de la PV.

En conclusion, l'algorithme *PSO* se distingue par une meilleure efficacité énergétique, une convergence plus rapide vers le *MPP* et une meilleure stabilité en présence de variations environnementales, contrairement au *P&O* classique qui oscille significativement autour du *MPP*, et au *P&O* adaptative qui améliore légèrement la stabilité mais reste moins performant que le *PSO*. Ces résultats montrent que le choix de l'algorithme *MPPT* dépend du compromis entre rapidité d'adaptation, stabilité et simplicité de mise en œuvre, le *PSO* étant la solution la plus performante mais potentiellement plus complexe à implémenter.

V.7- Conclusion

Dans cette étude expérimentale, un émulateur photovoltaïque Chroma 62050H-600S a été utilisé pour reproduire le comportement d'un panneau solaire sous différentes conditions d'ensoleillement, assurant ainsi une simulation réaliste des variations climatiques. Le contrôleur dSPACE MicroLabBox DS1202 a permis le développement et l'implémentation des algorithmes *MPPT*, garantissant un suivi précis et en temps réel de la puissance maximale. De plus, un convertisseur *DC-DC* élévateur a été intégré pour ajuster la tension et optimiser le transfert d'énergie entre les différents composants du système, tandis qu'une batterie a été utilisée comme charge électrique pour analyser la gestion de l'énergie produite.

L'analyse comparative des algorithmes *MPPT* a révélé plusieurs différences en termes de performances. Dans un premier temps, la comparaison entre les contrôleurs *P&O* et *P&O* adaptative a montré que, bien que les deux atteignent des niveaux de performance similaires, le *P&O* adaptative présente une meilleure réactivité et une stabilité accrue, réduisant ainsi les fluctuations autour du *MPP* et améliorant l'efficacité énergétique, en particulier en cas de variations fréquentes de l'ensoleillement.

Ensuite, l'étude des performances du *PSO* par rapport aux contrôleurs *P&O* et *P&O* adaptative a confirmé la supériorité du *PSO* en termes de vitesse de convergence, de stabilité et de minimisation des pertes énergétiques. Contrairement au *P&O* classique, qui oscille significativement autour du *MPP*, et au *P&O* adaptative, qui améliore la stabilité mais reste limité en performance, le *PSO* s'est révélé être le plus efficace, en particulier dans des conditions de forte variabilité de l'irradiation solaire.

Ainsi, le choix de l'algorithme *MPPT* dépend du compromis entre rapidité d'adaptation, stabilité et complexité d'implémentation. Le *P&O* classique demeure une solution simple mais moins stable, tandis que le *P&O* adaptative offre une amélioration notable en termes d'efficacité et de réponse dynamique. Enfin, le *PSO* représente la meilleure alternative pour les systèmes photovoltaïques avancés, bien que sa mise en œuvre soit plus complexe.

Références bibliographiques

- [1] **Basheer Qolomany, M., Maabreh, M., Al-Fuqaha, A., Gupta, A., & Benhaddou, D.** (2017). Parameters Optimization of Deep Learning Models using Particle Swarm Optimization. *arXiv preprint arXiv:1711.10354*.
- [2] **Garnier, S.** (2008). Décisions collectives dans des systèmes d'intelligence en essaim. Thèse de doctorat, Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier.
- [3] **Clerc, M., & Siarry, P.** (2004). Une nouvelle métaheuristique pour l'optimisation difficile : la méthode des essaims particulaires. *J3eA*, 3, 007.
- [4] **A. El Dor,** "Perfectionnement des algorithmes d'optimisation par essaim particulaire : applications en segmentation d'images et en électronique", Thèse de doctorat, Université Paris-Est, 2012.
- [5] **N. Smairi,** "Contribution à l'Optimisation par Essaim Particulaire : adaptation de TRIBES à l'optimisation multiobjectif", Thèse de doctorat, Université Paris-Est, 2013.
- [6] **M. Zamzami,** "Variations sur PSO : approches parallèles, jeux de voisinages et dynamique des particules", Thèse de doctorat, Université de La Rochelle, 2019.
- [7] **A. Gherboudj,** "Méthodes de résolution de problèmes difficiles académiques", Thèse de doctorat, Université Abdelhamid Mehri - Constantine 2, 2013.
- [8] **N. El Hami,** "Contribution aux méthodes hybrides d'optimisation heuristiques : Distribution et application à l'interopérabilité des systèmes d'information", Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré - Nancy 1, 2012.
- [9] **B. Sassia,** « Optimisation d'un micro réseau intelligent vert eolienne/pv/batteries/groupe electrogene connecté au réseau » Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider, Biskra, 2023.
- [10] **D. Khaled,** « Connection of renewable energy resources to the distribution grid via multilevel converters for power quality improvements: grid balancing, harmonics filtering. », Thèse de doctorat, université ibn-khaldoun, Tiaret, 2021.
- [11] **L. Amira,** « Contribution à la gestion d'énergie dans un système hybride à énergies renouvelables. », Thèse de doctorat, université 8 mai 1945, Guelma, 2022.

Conclusion Générale

Les deux énergies renouvelables, solaire photovoltaïque et éolien, représentent une alternative aux énergies fossiles pour faire face à l'augmentation mondiale de la demande énergétique. Leur utilisation pour la production d'électricité s'étend aussi bien aux besoins domestiques qu'aux infrastructures de grande envergure. L'association de ces deux sources d'énergie renforce leur fiabilité en exploitant leurs complémentarités respectives. Toutefois, leur caractère intermittent constitue un obstacle majeur, pouvant engendrer un déséquilibre entre l'offre et la demande énergétique. Pour pallier cette contrainte, il est essentiel de mettre en place des solutions de stockage et une technique de gestion basée sur des critères et des priorités intégrant des techniques basées sur l'intelligence artificielle. L'intégration d'un système de stockage, s'avère être une approche efficace pour garantir l'autonomie des systèmes hybrides. Au-delà des bénéfices économiques, cette approche assure une alimentation continue, améliore la qualité de l'énergie délivrée.

Dans ce travail, nous avons développé une stratégie de commande visant à garantir l'autonomie énergétique et à optimiser la gestion des flux de puissance au sein d'un système hybride de production d'électricité. Ce système est constitué d'un générateur photovoltaïque, d'une éolienne, d'un banc de batteries, permettant une gestion efficace de l'énergie en fonction des besoins et des conditions de production. De plus, la modélisation, la commande et la supervision du système proposé ont été conçues de manière à garantir son adaptabilité aux modes connecté et isolé. Les éléments généraux que nous avons présentés sur les sources d'énergie renouvelables utilisées pour la production d'électricité, en particulier l'énergie éolienne et photovoltaïque, ainsi que sur les systèmes de stockage, nous ont ensuite permis de sélectionner de manière éclairée chaque composant du système hybride de puissance étudié.

Nous avons mené une étude approfondie sur les techniques *MPPT* appliquées aux systèmes éoliens et en particulier photovoltaïques dont certains essais ont été validés expérimentalement. Pour l'éolienne, nous avons comparé les performances de trois régulateurs : le correcteur *PI*, *FLC* et *STFLC*. Pour le photovoltaïque, nous avons élargi cette comparaison en intégrant également la méthode *P&O*, en plus des approches *FLC* et *STFLC*. Une étude comparative entre celles-ci a clairement démontré l'efficacité de l'algorithme *MPPT STFLC*. Les résultats de simulation ont permis de montrer la supériorité de l'algorithme de contrôle utilisé en termes de performances dynamiques, rendement et qualité d'énergie pour l'optimisation du fonctionnement du générateur éolien et photovoltaïque.

Au-delà du *MPPT*, nous avons développé un algorithme de gestion de l'énergie pour le système hybride en testant différentes stratégies de régulation, notamment le correcteur *PI*, *FLC* et *ANN*. Cet

l'algorithme intègre plusieurs modes de fonctionnement définis en fonction des conditions météorologiques, de l'état de charge du stockage et du profil de la demande. L'évaluation de ces approches a permis d'analyser leur impact sur la stabilité du système, la rapidité de réponse et l'optimisation de l'exploitation énergétique. De plus, le superviseur conçu a démontré que l'association d'un stockage à des sources d'énergie renouvelable de nature intermittente permet d'assurer une gestion efficace du flux de puissance, garantissant ainsi une harmonisation entre les différents composants du système global.

Les travaux menés dans cette étude ont mis en évidence les atouts de l'architecture du système proposé. L'intégration des unités de stockage a offert une plus grande flexibilité en assurant la stabilité du bus continu, en garantissant une réserve d'énergie suffisante et en maintenant l'équilibre énergétique du système face aux variations de production des sources renouvelables. De plus, grâce aux dispositifs de stockage, il a été possible d'interconnecter des générateurs éoliens et photovoltaïques soumis à des conditions météorologiques variables sans perturber l'équilibre du bus continu.

Enfin, lors de la phase de réalisation, nous avons utilisé un émulateur photovoltaïque intégrant une commande *MPPT* basée sur plusieurs méthodes : la méthode classique *P&O*, une version adaptative améliorée de cette méthode, ainsi que l'algorithme *PSO*. Pour ce faire, le Chroma 62050H-600S a été employé comme émulateur PV, permettant une simulation réaliste du comportement d'un panneau photovoltaïque sous diverses conditions d'ensoleillement. Le développement et l'implémentation des algorithmes de contrôle ont été réalisés à l'aide de la plateforme dSPACE MicroLabBox DS1202, qui offre un environnement performant pour la conception, la validation en temps réel et les tests des algorithmes de commande.

À travers ces différentes contributions, notre travail met en évidence les avantages et les limites de chaque méthode en fonction des conditions environnementales et des exigences du système énergétique. Ces résultats constituent une base solide pour de futures améliorations visant une gestion plus intelligente et efficace de l'énergie renouvelable.

Dans la continuité de ce travail, nous allons également étudier l'impact de l'ombrage partiel sur la production d'énergie et explorer l'optimisation du MPPT en combinant les approches *P&O* et *PSO*, en plus, plusieurs pistes d'amélioration et de recherche peuvent être envisagées pour optimiser davantage la gestion de l'énergie et l'efficacité des systèmes de conversion :

1. Optimisation des algorithmes MPPT

○ L'intégration d'algorithmes d'apprentissage automatique ou d'intelligence artificielle, comme le deep learning ou les algorithmes évolutionnaires, pourrait améliorer la précision et la rapidité des techniques MPPT.

○ Une hybridation plus avancée des méthodes classiques (P&O, PSO, Fuzzy, PI, etc.) pourrait permettre d'optimiser la stabilité et la robustesse des contrôleurs face aux variations météorologiques.

2. Amélioration de la gestion d'énergie

○ Le développement de stratégies de gestion prédictive, basées sur l'intelligence artificielle ou l'optimisation multi-objectifs, permettrait d'anticiper les variations de production et de consommation.

○ L'intégration d'une gestion adaptative et distribuée dans un micro-réseau intelligent (Smart Grid) pourrait renforcer l'autonomie et la résilience du système énergétique.

3. Développement matériel et validation expérimentale

○ La mise en œuvre des algorithmes sur des plateformes embarquées (DSP, FPGA ou microcontrôleurs avancés) pour tester leur efficacité en conditions réelles.

○ L'optimisation du hardware pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les pertes dans les convertisseurs de puissance.

ANNEXES

Annexe A : paramètres utilisés en simulations

A.1 Paramètres du panneau photovoltaïque

Les paramètres du panneau utilisé sont donnés dans le tableau A.1 :

Tableau A.1 Paramètres du panneau utilisé au STC : Température = 25°C et Irradiance= 1000W/m²

Paramètre	Valeur
Puissance Maximale (<i>PMMP</i>)	165W
Tension au point de puissance maximale (<i>VMMP</i>)	34.4V
Courant au point de puissance maximale (<i>IMMP</i>)	4.8A
Tension de circuit ouvert (<i>VOC</i>)	43.2V
Courant de court-circuit (<i>ISC</i>)	5.1A
Nombre de cellule	72

A.2 Paramètre du générateur photovoltaïque

Les paramètres du générateur PV u utilisé dans la simulation du système d'énergie hybride sont donnés dans le tableau A.2 :

Tableau A.2 Paramètres du générateur PV utilisé au STC : Température = 25°C et
Irradiance = 1000W/m

Paramètre	Valeur
Nombre du panneau en série	4
Nombre du panneau en parallèle	4
Puissance Maximale (<i>PMMP</i>)	2700W
Tension au point de puissance maximale (<i>VMMP</i>)	36V
Courant au point de puissance maximale (<i>IMMP</i>)	5A
Tension de circuit ouvert (<i>VOC</i>)	45V
Courant de court-circuit (<i>ISC</i>)	5.5A

A.3 Paramètres de l'Aérogénérateur

Les caractéristiques de la machine synchrone à aimant permanent ainsi que celles de la turbine éolienne utilisées sont répertoriées dans le tableau A.3 et A.4.

Tableau A.3 Paramètre de la turbine

Turbine éolienne	
Paramètre	Valeur
Puissance nominal	8500W
Rayon des pales (R)	3
Rapport de multiplication (G)	2.4
Densité de l'air (ρ)	1.22 (kg/m ²)
Vitesse de vent	10m/s

Tableau A.4 Paramètre de la GSAP

Paramètres de machine synchrone à aimant permanent GSAP	
Paramètre	Valeur
Puissance nominal	6700W
Résistance statorique (R_s)	0.425(Ω)
Inductance directe (L_d)	0.0082 (H)
Inductance quadrature (L_q)	0.0082 (H)
Nombre de paires de pôle (P)	5
Le flux (ϕ_f)	0.433 (Wb)
Inertie du générateur (J)	0.01197 (kg.m ²)
Coefcient de frottement visqueux (f)	0.001189 (N.m.s/rad)

A.5 Paramètres du système de stockage d'énergie

Les paramètres du système de stockage (batterie) utilisé sont donnés dans le tableau A.5

Tableau A.5 Paramètres de la batterie **Lithium-ion**

Paramètre	Valeur
La tension	103V
La capacité	200AHV

A.6 Paramètres du système d'énergie hybride

Table A.6 Paramètres du système d'énergie hybride

Paramètres du réseau	
Paramètre	Valeur
Fréquence	50 Hz
Tension AC (RMS)	230 V
la fréquence de coupure	20 KHz
Inductance du filtre L_f	0.007H
Résistance du filtre R_f	0.6972Ω
Paramètres du bus continu	
Paramètre	Valeur
Tension du bus DC	630 V
C	2200 μF

Annexe B : paramètres utilisés en expérimentation

B.1 Paramètres du panneau photovoltaïque

Les paramètres du panneau utilisé sont donnés dans le tableau B.1 :

Tableau B.1 Paramètres du panneau utilisé au STC : Température = 25 C° et Irradiance = 1000W/m2

Paramètre	Valeur
Puissance Maximale ($PMMP$)	50W
Tension au point de puissance maximale ($VMMP$)	50V
Courant au point de puissance maximale ($IMMP$)	1A
Tension de circuit ouvert (VOC)	64.2V
Courant de court-circuit (I_{SC})	1.126A
Nombre de cellule	39

B.2 Paramètres du panneau photovoltaïque

Les paramètres du panneau utilisé sont donnés dans le tableau B.2 :

Tableau B.2 Paramètres du panneau utilisé au STC : Température = 25 C° et Irradiance = 1000W/m²

Paramètre	Valeur
Puissance Maximale (<i>PMMP</i>)	295W
Tension au point de puissance maximale (<i>VMMP</i>)	53V
Courant au point de puissance maximale (<i>IMMP</i>)	5.58A
Tension de circuit ouvert (<i>VOC</i>)	64.2V
Courant de court-circuit (<i>I_{SC}</i>)	5.96A
Nombre de cellule	60

B.3 Paramètres du convertisseur élévateur DC-DC

Paramètres des régulateurs de courant	
Paramètre	Valeur
Diode D	690VAC/20A
Inductance L	10 mH
Condensateur d'entrée CIN	470 µF
Condensateur de sortie COUT	2200 µF
Fréquence de commutation	1 MHz

ملخص

هذا العمل يهدف إلى نمذجة، التحكم، وتحسين نظام هجين لإنتاج وإدارة الطاقة يعتمد على مصادر متجددة. الهيكل المقترح يعتمد على مولد رياح ومولد طاقة شمسية (PV)، بالإضافة إلى بطاريات، موصولة عبر ناقل تيار مستمر ومتصلة بالشبكة الكهربائية من خلال محول ثابت. تم استخدام تقنيات PI، والإزعاج والملاحظة (P&O)، والمتحكم المنطقي الضبابي (FLC)، والمتحكم المنطقي الضبابي ذاتي الضبط (STFLC) لاستخلاص أقصى قدر من الطاقة من التوربين الرياح ومن الألواح الشمسية. تم تطوير اختبارات المحاكاة في بيئة MATLAB. وأكدت النتائج تفوق تقنية STFLC. كما تم تنفيذ ثلاث استراتيجيات للتحكم PI، و FLC، والشبكات العصبية الاصطناعية لإدارة الطاقة بهدف تحسين توزيع القدرة بين المصادر، الحمولة، الشبكة، ونظام التخزين، بالإضافة إلى الإشراف على حالة الشحن، والظروف الجوية، واحتياجات الاستهلاك. علاوة على ذلك، تم محاكاة عطب في الشبكة (تغير في الجهد والتردد) لتقييم مدى قوة خوارزمية الإدارة. وأظهرت النتائج فعالية الحل المقترح. تم إجراء تحقق تجريبي للجزء المتعلق بالخلايا الضوئية باستخدام محاكي Chroma 62050H-600S ومنصة الزمن الحقيقي dSPACE MicroLabBox DS1202. كما تم تنفيذ اختبارات ناجحة للمتحكمات P&O، والتكيفي، وتحسين السرب الجزيئي (PSO)، في إطار تطبيقها في حالة التظليل الجزئي.

الكلمات المفتاحية: نظام هجين، طاقة شمسية، طاقة رياح، تتبع نقطة القدرة القصوى، STFLC، FLC، ANN، P&O، PSO، إدارة الطاقة.

Abstract

This work aims to model, control, and optimize a hybrid system for energy production and management based on renewable sources. The proposed structure relies on a wind generator and a photovoltaic (PV) generator, along with batteries connected through a DC bus and linked to the electrical grid via a static converter. PI techniques, Perturb & Observe (P&O), Fuzzy Logic Controller (FLC), and Self-Tuning Fuzzy Logic Controller (STFLC) were used to extract the maximum power from the wind turbine and the PV panels. Simulation tests were developed in the MATLAB environment, and the results confirmed the superiority of the STFLC technique. Three control strategies PI, FLC, and Artificial Neural Networks (ANN) were also implemented for energy management to optimize power distribution among the sources, the load, the grid, and the storage system, while also monitoring the state of charge, weather conditions, and consumption needs. Additionally, a grid failure-voltage and frequency variation-was simulated to assess the robustness of the management algorithm. The results highlighted the effectiveness of the proposed solution. An experimental validation was conducted for the photovoltaic part using the Chroma 62050H-600S emulator and the dSPACE MicroLabBox DS1202 real-time platform. Successful tests were carried out for the P&O, Adaptive P&O, and Particle Swarm Optimization (PSO) controllers, with a view to applying them under partial shading conditions.

Keywords: Hybrid system, Photovoltaic, Wind, MPPT, P&O, STFLC, FLC, ANN, PSO, Energy management.

Ce travail porte sur la modélisation, la commande et l'optimisation d'un système hybride de production et de gestion d'énergie basé sur des sources renouvelables. La structure proposée repose sur un générateur éolien et un générateur photovoltaïque (PV), et des batteries, couplées via un bus continu et relié au réseau électrique par l'intermédiaire d'un convertisseur statique. Les techniques PI, Perturber et Observer (P&O), contrôleur flou (FLC) et contrôleur flou auto ajustable (STFLC) ont été utilisés pour l'extraction du maximum de puissance de l'éolienne et de PV. Les essais de simulation ont été développés sous l'environnement MATLAB. Les résultats ont confirmé la supériorité de la technique STFLC. Trois stratégies de commande PI, FLC et par réseaux de neurones artificiels (ANN) ont été mises en œuvre pour la gestion afin d'optimiser la répartition de la puissance entre les sources, la charge, le réseau et le système de stockage, et de superviser l'état de charge, les conditions météorologiques et les besoins de consommation. De plus, une défaillance- une variation de la tension et de la fréquence- du réseau a été simulée, afin d'évaluer la robustesse de l'algorithme de gestion. Les résultats ont mis en évidence l'efficacité de la solution proposée. Une validation expérimentale a été réalisée pour la partie photovoltaïque, en utilisant l'émulateur Chroma 62050H-600S et la plateforme temps réel dSPACE MicroLabBox DS1202. Des essais ont été effectués avec succès pour les contrôleurs P&O, P&O adaptatif et optimisation par essaim de particules (PSO), dans une perspective de les appliquer pour l'ombrage partiel.

Mots clés : Système hybride, Photovoltaïque, Éolien, MPPT, P&O, STFLC, FLC, ANN, PSO, Gestion d'énergie.